

**UNIVERSIDAD NACIONAL DE PIURA  
FACULTAD DE INGENIERÍA INDUSTRIAL  
ESCUELA DE INGENIERÍA MECATRÓNICA**



**“MODIFICACIÓN DEL DISEÑO DE TANQUES DE  
ALMACENAMIENTO DE HIDROCARBUROS DE TECHO  
FIJO A TECHO FLOTANTE Y USO DE TELEMETRÍA  
PARA MEJORAR EL CONTROL OPERATIVO EN LAS  
EMPRESAS DE TALARA “**

**PRESENTADO POR:**

**ASCOY NIEVES, MARCO ANTONIO**

**PARA OPTAR EL TÍTULO DE:**

**INGENIERO MECATRÓNICO**

**PIURA – PERÚ**

**2009**

*Dpto Cybertesis 1 CD OK ✓ 04-03-2009*

UNIVERSIDAD NACIONAL DE PIURA  
FACULTAD DE INGENIERÍA INDUSTRIAL  
ESCUELA PROFESIONAL DE INGENIERÍA MECATRÓNICA

“MODIFICACIÓN DEL DISEÑO DE TANQUES DE ALMACENAMIENTO DE  
HIDROCARBUROS DE TECHO FIJO A TECHO FLOTANTE Y USO DE  
TELEMETRÍA PARA MEJORAR EL CONTROL OPERATIVO EN LAS  
EMPRESAS DE TALARA “

TESIS PARA OPTAR EL TÍTULO PROFESIONAL DE:

INGENIERO MECATRÓNICO

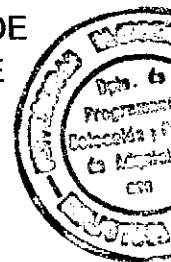
ASCOY NIEVES, MARCO ANTONIO

PIURA – PERÚ

2009

4276  
ASC

**"MODIFICACIÓN DEL DISEÑO DE TANQUES DE ALMACENAMIENTO DE  
HIDROCARBUROS DE TECHO FIJO A TECHO FLOTANTE Y USO DE  
TELEMETRÍA PARA MEJORAR EL CONTROL OPERATIVO EN LAS  
EMPRESAS DE TALARA"**



**LÍNEA DE INVESTIGACIÓN: AUTOMATIZACIÓN INDUSTRIAL**

**TESIS**

**PRESENTADA A LA FACULTAD DE INGENIERÍA INDUSTRIAL DE LA  
UNIVERSIDAD NACIONAL DE PIURA COMO REQUISITO PARA OPTAR EL  
TÍTULO DE:**

**INGENIERO MECATRÓNICO**

**PROFESOR ASESOR:**

  
ING. DUBERT REYES VÁSQUEZ

**COASESOR:**

  
ING. FERNANDO MADRID GUEVARA

**APROBADA: SETIEMBRE DEL 2008**

**JURADO**

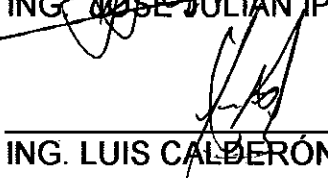
**PRESIDENTE**

  
ING. LUCIANO CASTILLO TORRES

**VOCAL**

  
ING. JOSE JULIAN IPANAQUÉ

**SECRETARIO**

  
ING. LUIS CALDERÓN PINEDO



## *Dedicatoria*

*A mi familia que me apoya en todo momento  
brindándome todo el cariño y comprensión que  
necesito.*

*A la nueva generación de líderes, que lucha día a  
día para salir adelante*

## TABLA DE CONTENIDO

DEDICATORIA.....	1
INDICE.....	2
INTRODUCCIÓN.....	8
RESUMEN.....	10
<b>CAPÍTULO I</b>	
GENERALIDADES.....	11
1.1. Tanques de Almacenamiento de Hidrocarburos.....	11
1.1.1. Variedad.....	11
1.1.2. Tamaño.....	12
1.1.3. Características.....	13
1.1.4. Estándares de Ingeniería Aplicados y Normas Legales.....	16
1.2. Telemetría aplicable en Tanques de Almacenamiento de Hidrocarburos.....	17
1.2.1. Definición.....	17
1.2.1. Aplicación de la telemetría.....	18
1.2.2. Estándares ó Códigos Aplicables.....	18
<b>CAPÍTULO II</b>	
DISEÑO MECÁNICO DE UN TANQUE DE TECHO FLOTANTE.....	20
2.1. Análisis y diseño de Techo fijo a Techo Flotante.....	20
2.1.1. Cálculo de volumen total del techo.....	20
2.1.2. Determinación de la flotabilidad del techo.....	25

2.1.3. Cálculo de las planchas y vigas.....	31
2.1.4. Determinación del numero de soportes.....	37
2.2. Análisis y diseño del Sistema de Inyección de Agua – Espuma contra incendios.....	40
2.3. Diseño del Sistema de Agua para Enfriamiento.....	42
<b>CAPÍTULO III</b>	
DISEÑO DEL SISTEMA DE TELEMETRÍA.....	44
3.1 Definición de las variables.....	44
3.1.1. Nivel.....	44
3.1.2. Temperatura.....	44
3.1.3. Presión.....	44
3.2. Requerimientos del sistema.....	44
3.3. Análisis y selección de la Instrumentación.....	45
3.3.1. Medidor de nivel.....	45
3.3.1.1. Técnicas de medición.....	46
3.3.1.2. Selección de la técnica de medición.....	51
3.3.1.3. Comparación de la instrumentación.....	52
3.3.1.4. Selección del Medidor de Nivel.....	54
a. Alcances.....	54
b. Características.....	55
c. Ventajas.....	55
d. Principio de Operación.....	56
e. Diagrama de conexonado.....	58

3.3.2. Medidor de temperatura.....	59
3.3.2.1. Técnicas de medición.....	60
3.3.2.2. Selección de la técnica de medición.....	61
3.3.2.3. Comparación de la instrumentación.....	61
3.3.2.4. Selección del Medidor de Temperatura.....	62
a. Alcances.....	62
b. Características.....	63
c. Principio de Operación.....	63
d. Diagrama de conexonado.....	64
3.3.3. Medidor de presión.....	65
3.3.3.1. Clases de presión.....	65
3.3.3.2. Clasificación de los instrumentos de presión diferencial.....	67
3.3.3.3. Selección de la técnica de medición.....	68
3.3.3.4. Comparación de la instrumentación.....	68
3.3.3.5. Selección del Medidor de Presión.....	71
a. Alcances.....	72
b. Características.....	72
c. Diagrama de conexonado.....	72
3.3.4. Interruptores de Nivel.....	74
a. Alcances.....	74
b. Características.....	74
c. Principio de Operación.....	75

d. Diagrama de conexionado.....	75
3.3.5. Display al lado del Tanque.....	77
a. Alcances.....	77
b. Características.....	77
c. Diagrama de conexionado.....	78
3.4. Lógica de instrumentación.....	80
3.4.1 Identificación del Instrumento.....	80
3.4.2. Diagrama de Instrumentación P&ID.....	82
3.5. Canal de comunicación.....	82
3.5.1 Protocolo de Buses de Comunicación Estandarizados.....	83
3.5.2 Comparación de Protocolos de comunicación.....	84
3.5.3 Selección del canal de comunicación.....	85

## **CAPÍTULO IV**

PROCEDIMIENTO PARA LOS TRABAJOS DE MONTAJE DE UN TANQUE DE TECHO FIJO A TECHO FLOTANTE.....	90
4.1 Trabajos preliminares.....	90
4.2 Instalación de Techo Flotante.....	91
4.3 Instalación de Sistema Contra incendio y Sistema de Enfriamiento.....	95
4.4 Instalación del sistema de telemetría.....	95

## **CAPÍTULO V**

COSTOS PARA LA IMPLEMENTACIÓN DEL TRABAJO.....	99
5.1 Trabajos preliminares.....	99
5.2 Suministro de materiales y construcción de techo flotante.....	100



5.3	Suministro e instalación de sistema contraincendio.....	102
5.4	Suministro e instalación de sistema de enfriamiento.....	103
5.5	Suministro e Instalación de Sistema Manual y Control Automático de Nivel.....	104
5.6	Suministro e Instalación de Indicador de Temperatura y Presión.....	105
<b>CAPÍTULO VI</b>		
	<b>ANÁLISIS DE RESULTADOS.....</b>	<b>106</b>
6.1	Reducción de emisiones de gases de hidrocarburos.....	106
6.1.1	Método de cálculo de evaporaciones para Tanques de Techo Flotante Externo.....	107
6.1.2	Ejemplo práctico de cálculo de evaporaciones para Tanques de Techo Flotante Externo.....	113
6.1.3	Comparación de pérdidas por evaporación entre un Tanque de Techo Fijo con un Tanque de Techo Flotante.....	115
6.2	Costo / Beneficio de perdidas por evaporación de hidrocarburos.....	116
6.2.1	Evaluación Técnica.....	116
6.2.2	Evaluación económica.....	117
6.2.3	Evaluación de resultados de la modificación del Techo del Tanque.....	117
6.3	Comparación del Sistema Manual con el sistema telemétrico.....	118
	<b>CONCLUSIONES.....</b>	<b>120</b>
	<b>RECOMENDACIONES.....</b>	<b>121</b>
	<b>BIBLIOGRAFÍA.....</b>	<b>122</b>

GLOSARIO.....	125
---------------	-----

ANEXOS

APÉNDICE

## INTRODUCCIÓN

El trabajo que a continuación se presenta está basado en la experiencia del montaje de tanques con techo flotante y tiene por objeto describir el método que se ha utilizado y que ha demostrado ser muy apropiado para obtener la óptima geometría en la construcción del tanque.

Un tanque de techo flotante tiene sobre un tanque de techo cónico la característica adicional de que es un elemento que tiene movimiento en sentido vertical y este movimiento debe ser absolutamente libre.

Se ha determinado que las empresas petroleras del Sector Hidrocarburos que operan en la ciudad de Talara vienen contaminando el ambiente debido a las emisiones hacia la atmósfera proveniente de la evaporación de los hidrocarburos almacenados en tanques de techo fijo o por la transferencia de productos que se realiza durante las operaciones en sus patios de tanques. Las mismas que van en aumento por el incremento de la producción de hidrocarburos, no son controladas y/o no se toman las acciones del caso para disminuirlas.

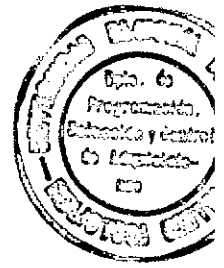
El almacenamiento de hidrocarburos volátiles en tanques de techo fijo constituye una de las causas que más contribuye a la contaminación que viene afectando el medio ambiente y a la sociedad civil de la ciudad de Talara.

En adición a los trabajos metal mecánicos que se van a desarrollar para dar solución a los problemas planteados, también se busca implementar un sistema de medición manual/automático de nivel, temperatura y presión, que permita mejorar la confiabilidad y seguridad operativa, facilitando el trabajo para evitar el deterioro prematuro de la salud del personal operativo de la empresa.

Trabajos que van a ser traducidos en el ahorro significativo de la empresa tanto en el ahorro por pérdidas económicas producidas por las evaporaciones, como en el ahorro por los trabajos del sistema telemétrico ya que se va a aprovechar la parada del tanque para su intervención que en tiempo normal de servicio resultaría en alto costo.

Durante el desarrollo de la tesis se entrevistaron a varios especialistas en el diseño de tanques quienes proporcionaron una valiosa fuente de información basada en su experiencia, lo que fue de gran ayuda para la interpretación de normas y estándares aplicados.

La presente tesis me permite desarrollar los conocimientos adquiridos en mi formación universitaria y a través de estos ayudar a resolver problemas con ideas innovadoras y actuales, que contribuyan de manera satisfactoria y beneficiosa para las empresas de Talara. También me permite reunir experiencia sobre las actividades reales del quehacer industrial y así poder incrementar mis conocimientos y experiencia para mi formación profesional y personal.



## **RESUMEN**

Considerando que las diferentes empresas que operan en el sector hidrocarburos de la ciudad de Tarma deben cumplir en forma obligatoria la normatividad vigente referente a la "Protección del Medio Ambiente", "Seguridad en el Almacenamiento de Hidrocarburos" y "Seguridad del Personal que opera los parques de tanques de almacenamiento", ha surgido la necesidad de desarrollar la presente Tesis; efectuando para ello un trabajo de aplicación con el fin de resolver la problemática referente a la pérdidas de hidrocarburos (gasolinas) por evaporación, fenómeno que origina contaminación del Medio Ambiente.

La Tesis a desarrollar permitirá acopiar abundante cantidad de información y conocimientos técnicos de diferentes disciplinas de la Ingeniería, que luego desarrollaremos con el fin de resolver el problema mencionado, para encontrar una solución. Conocimientos que constituyen un KNOW HOW que ponemos a disposición de los profesionales de la Ingeniería Mecatrónica, basados en los Estándares de Ingeniería, Estándares API, Normas de la NFPA, AISC y normatividad existente. Estableciendo procedimientos para el Diseño de la Modificación de un Tanque de Techo Fijo a Techo Flotante y su Ingeniería para la correcta selección de la instrumentación de un sistema Telemétrico que permita mejorar el control operativo.

## **CAPÍTULO I**

### **GENERALIDADES**

#### **1.1 Tanques de Almacenamiento de Hidrocarburos**

Los Tanques de almacenamiento son utilizados como depósitos para contener una reserva suficiente de un producto para su uso posterior o comercialización.

##### **1.1.1 Variedad**

Los tanques de almacenamiento pueden clasificarse en:

- Cilíndricos Horizontales
- Cilíndricos Verticales de Fondo Plano.

**Los Tanques Cilíndricos Horizontales**, generalmente son de volúmenes relativamente bajos, debido a que presentan problemas por fallas de corte y flexión. Por lo general, se usan para almacenar volúmenes pequeños.

**Los Tanques Cilíndricos Verticales de Fondo Plano**, utilizados para almacenar grandes cantidades volumétricas con un bajo costo, con la limitante que solo se pueden usar a presión atmosférica ó presiones internas relativamente pequeñas. Estos tipos de tanques se clasifican en:

- Tanques de Techo Fijo
- Tanques de Techo Flotante
- Tanques sin Techo

Tanques de Techo Fijo, utilizados para almacenar productos no volátiles o de bajo contenido de ligeros (no inflamables) como son: agua, asfalto, etc.; debido a que al disminuir la columna del fluido, se va generando una cámara

de aire que facilita la evaporación del fluido, lo que es altamente peligroso.

Los techos fijos pueden ser autosoportados ó soportados.

Tanques de Techo Flotante, utilizados para almacenar productos con alto contenido de volátiles como son: gasolinas, alcohol y combustibles en general.

Este tipo de techo fue desarrollado para reducir ó anular la cámara de aire ó espacio libre entre el espejo del líquido y el techo, además de proporcionar un medio aislante para la superficie del líquido, reducir la velocidad de transferencia de calor al producto almacenado durante los períodos en que la temperatura ambiental es alta, evitando así la formación de gases (su evaporación), y consecuentemente, la contaminación del ambiente y, al mismo tiempo se reducen los riesgos al almacenar productos inflamables.

Tanques sin Techo, utilizados para almacenar productos en los cuales no es importante que éste contamine o que se evapore a la atmósfera como el caso del agua cruda, residual, agua contraincendio, etc., el diseño de este tipo de tanques requiere de un cálculo especial del anillo de coronamiento.

### **1.1.2 Tamaño**

Cuando se establece la necesidad de construir un tanque y poder definir el tamaño que este requiera, se debe tener en cuenta la siguiente información:

Función del tanque, es decir para que va a servir el tanque. Este puede ser simplemente para el almacenamiento de un líquido o es necesario para efectuar algún proceso mecánico o químico, como mezclado, calentamiento, separación, etc.

Fluido por almacenar, por consiguiente sus características físicas y químicas como densidad, presión y temperatura, viscosidad, toxicidad, corrosividad, etc.

Volumen total por almacenar, que dependerá de los factores de mercado: producción – demanda, así como el transporte tanto de la materia prima como del producto elaborado.

Condiciones locales, en las cuales se va a construir el tanque, como: disponibilidad de área, características del suelo, temperatura y presión ambiental, vientos, etc.

Facilidades locales tales como: materiales y equipos de construcción, mano de obra y transporte que intervienen en la construcción de la obra.

Todos estos factores afectan el diseño del tanque en forma interrelacionada y un buen diseño debe considerarlos integradamente. En algunos casos, quedarán descartadas algunas soluciones; en otras, habrá que conciliar las conveniencias técnicas con las ventajas económicas entre dos o más soluciones.

### **1.1.3 Características**

Todo tanque de techo flotante tiene las siguientes características adicionales a las de un tanque de techo fijo:

Cubierta central, destinada a eliminar la presencia de la mezcla aire-vapor bajo sí misma. También puede deflectar hacia arriba, creando una cámara donde se acumulan los vapores que se van formando. Esta cámara de vapor constituye una capa aislante (Ver plano TAN – 6000 – 01).



Pontones, son compartimientos estancos que flotan sobre el espejo de producto y sustentan al techo. No debe ser un componente estructural del techo sometido a esfuerzos, ya que esto produciría su pinchadura y posterior hundimiento (Ver plano TAN – 6000 – 01).

Soportes, sirven para que el techo flotante en su descanso se apoye sobre el fondo del tanque, los cuales deben ser capaces de resistir el peso propio y la sobrecarga impuesta al techo (Ver plano TAN – 6000 – 02).

Drenaje, permite evacuar el agua de lluvia que caiga sobre el techo, compuesta de una manguera flexible de fabricación especial y una válvula check en la conexión superior del techo a fin de evitar que el líquido almacenado rebote sobre el techo.

Escalera rodante, salvo que se especifique por parte del comprador, el techo flotante deberá estar provisto de una escalera que se ajusta automáticamente a cualquier posición a fin de tener siempre un acceso. En caso se incluya en el diseño, este debe seguir el desplazamiento del techo.

Plataforma superior, servirá para que el operador tome las muestras de producto del tanque con facilidad y seguridad.

Sello del techo, cubre la separación entre el borde perimetral del techo flotante y el cilindro del tanque será del tipo bolsa primario y secundario, con gran flexibilidad para amoldarse al cilindro (Ver plano TAN – 6000 – 09).

Manhole, las entradas de hombre permiten el acceso al interior del tanque o de los pontones (Ver plano TAN – 6000 – 03).

Sistema de venteo, se abrirán automáticamente cuando los soportes del techo toquen el fondo del tanque en maniobras de vaciado, de este modo se evitará el vacío debajo del techo. Cuando el tanque esté vacío y se inicie el llenado, estas tomas de ventilación permanecerán abiertas eliminando el aire entrampado debajo del techo. Cuando el nivel de líquido empiece a elevar el techo, las tomas de ventilación se cerrarán al despegarse los soportes del fondo, evitando la evaporación del diesel (Ver plano TAN – 6000 – 02).

Dispositivo antirrotacional, sirve para impedir el desplazamiento lateral del techo evitando el daño o mal funcionamiento de la escalera rodante, el sistema de drenaje y de la medición automática.

El dispositivo consiste en un tubo fijado al tanque y sirve de guía al techo que tiene atravesado un tubo soldado y sellado. En el punto de rozamiento del techo con el tubo se han instalado polines de bronce que evitan el contacto directo de acero con acero. Este tubo guía se usará también para alojar el sistema de medición manual de nivel de líquido (Ver plano TAN – 6000 – 04).

Sistema de medición manual, usando una wincha que será introducida por un tubo de 8" de diámetro que atraviesa el pontón, este método será aplicado si es conocida la cubicación<sup>1</sup> del tanque (Ver plano TAN – 6000 – 04).

Sistema de medición automática, consta del almacenamiento y visualización de los valores de las variables de presión, nivel y temperatura, necesarias para el cálculo real del volumen según el Instituto Americano del Petróleo (API). (Ver plano TAN – 6000 – 07)

---

<sup>1</sup> Es el volumen del tanque con respecto a la altura.

Sistema contraincendio y sistema de enfriamiento, se instalará un sistema de protección de espuma contraincendio y un sistema de enfriamiento en concordancia con las normas de la National Fire Protection Association, Capítulo 11 y las normas de la Dirección General de Hidrocarburos, D.S. 052-93-EM, a fin de evitar la propagación de la llama sobre el sello y disminuir la temperatura en las paredes del tanque respectivamente, en caso de incendio (Ver plano TAN – 6000 – 05).

#### **1.1.4 Estándares de Ingeniería Aplicados y Normas Legales**

En Estados Unidos de Norteamérica y en muchos países del mundo, incluyendo el nuestro, el diseño y cálculo de Tanques de almacenamiento, se basa en la publicación que realiza el “Instituto Americano del Petróleo” (A.P.I.), al que ésta institución designa como “ESTÁNDAR A.P.I. 650”, para tanques de almacenamiento a presión atmosférica y en el “D.S 052 – 93 – EM”, para tanques de almacenamiento sometidos a presiones internas mayores a 0.281 Kg/cm<sup>2</sup> abs. (4 PSIA).

El Estándar A.P.I. 650 solo cubre aquellos tanques en los cuales se almacenan fluidos líquidos y están contruidos de acero con el fondo uniformemente soportado por una cama de arena, grava, concreto, asfalto, etc., diseñados para soportar una presión de operación atmosférica o presiones internas que no excedan el peso del techo por unidad de área y una temperatura de operación no mayor de 93°C (200°F), y que no se usen para servicios de refrigeración. Este estándar cubre el diseño y cálculo de los elementos constitutivos del tanque.

Otras normas aplicables son:

ASTM: American Society for Testing and Materials

NFPA: National Fire and Protection Association

AISC: American Institute Steel Construction

## **1.2 Telemetría aplicable en Tanques de Almacenamiento de Hidrocarburos**

### **1.2.1 Definición**

La palabra telemetría procede de las palabras griegas tele. "lejos" y metron "medida".

La telemetría permite obtener información en tiempo real de equipos que se encuentren a distancia.

Los equipos de telemetría obtienen la información mediante transductores que transforman las magnitudes físicas a medir en señales eléctricas equivalentes, que son enviadas al punto de observación mediante ondas eléctricas para su recogida y análisis.

El envío de información hacia el operador en un sistema de telemetría se realiza típicamente mediante comunicación inalámbrica, aunque también se puede realizar por otros medios (teléfono, redes de ordenadores, enlace de fibra óptica, protocolos de comunicación, etc.)

### **1.2.2 Aplicación de la telemetría**

La telemetría se utiliza en grandes sistemas, tales como las naves espaciales o las plantas químicas, debido a que facilita la monitorización automática y el registro de las mediciones, así como el envío de alertas, con el fin de que el

funcionamiento sea seguro y eficiente. Estas aplicaciones controlan, actúan y envían alarmas relacionadas con maquinarias de uso industrial, combinando las telecomunicaciones y las tecnologías de la información, para automatizar procesos, integrar herramientas de compañías en sus sistemas informáticos y crear servicios de valor añadido.

Si desea interactuar de forma remota con máquinas y dispositivos en tiempo real, permitiendo visualizar y manipular los parámetros necesarios para su correcto funcionamiento, el servicio de Telemetría es la solución.

### **1.2.3 Estándares ó Códigos Aplicables**

D.S – 052 – 93 – EM, Art. 42 Inciso Z (Referente a Medición de Nivel en Tanques Atmosféricos), "Se instalará no menos de un medidor de nivel de líquido por cada tanque, su lectura será accesible o visible desde el nivel del suelo".

D.S – 052 – 93 – EM, Art. 36 Inciso D (Referente a Niveles Máximos de Operación), "En las instalaciones que reciban líquidos de tuberías o de buques cisternas, deberán tener equipos o procedimientos establecidos para evitar el rebose, los que pueden ser: Control de alto nivel con cierre de válvulas, alarmas de alto nivel independiente del sistema de medición o un continuo control de nivel en el momento de llenado"

- American National Standard Institute (ANSI)
- Código Nacional de Electricidad del Perú (CNE)
- Factory Mutual (FM)
- Instrument Society of America (ISA)

- American Petroleum Institute (API)
- Underwriters Laboratories (UL)
- National Electrical Code (NEC)
- National Electrical Manufacturers Association (NEMA)

## CAPÍTULO II

### DISEÑO MECÁNICO DE UN TANQUE DE TECHO FLOTANTE

En este capítulo se realizan los cálculos necesarios para el diseño del techo flotante; entre los que destacan:

La flotabilidad del techo, el número de soportes requeridos, el número de cámaras de espumas necesarias para el Sistema Contraincendio, entre otros.

#### Datos de diseño:

- Diámetro nominal del tanque    120 pies
- Altura del tanque                      42 pies
- Líquido almacenado                  Gasolina
- Máxima altura del líquido        40 pies (Solo para pruebas)
- Plancha de acero                      ASTM A-36
- Masa del techo flotante            76.0 Tm = 170 240 lb.
- Masa de 18 pontones                98 500 lb.
- Base de Cálculo                      API 650<sup>1</sup>

#### **2.1 Análisis y diseño de Techo fijo a Techo Flotante**

##### **2.1.1 Cálculo de volumen total del techo**

Los datos requeridos se encuentran en la Figura 2.1.

Para los cálculos de las áreas y volúmenes se consideran los siguientes datos del techo del tanque:

$$R_1 = 51' - 11 \frac{1}{2}" = 623.5"$$

---

<sup>1</sup>API 650 American Petroleum Institute, ver Anexo I, apéndice c



$$R_2 = 58' - 11 \frac{1}{2}" = 707.5"$$

$$a = 11 \frac{1}{2}" = 11.5"$$

Donde:

$R_1$  = Radio de la cubierta central

$R_2$  = Radio al extremo del pontón

$a$  = Distancia desde la parte inferior del pontón hasta la cubierta central

$h$  = Nivel del líquido desde la cubierta central

$z$  = Nivel del líquido total

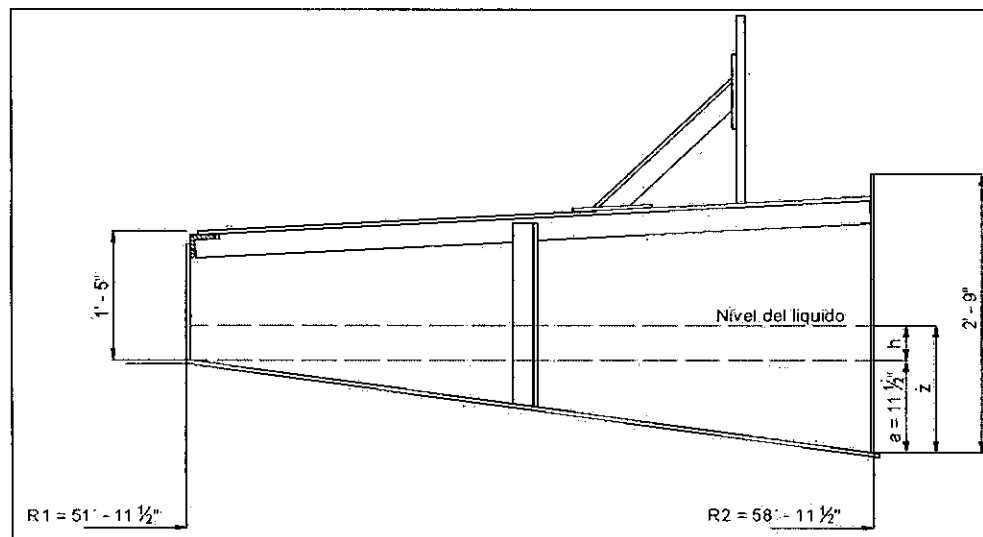


Figura 2.1: Vista en sección de pontón

a. Áreas:

▪ Cubierta central:  $A_1$

$$A_1 = \pi \times (R_1)^2$$

$$A_1 = \pi \times (623.5 \text{ pulg})^2 = 1\,221\,301.213 \text{ pulg}^2 \dots\dots\dots (2.1)$$

▪ Pontones:  $A_2$

$$A_2 = \pi \times (R_2^2 - R_1^2)$$



$$A_2 = \pi \times (707.5^2 - 623.5^2) \text{ pulg}^2 = 351\,242.625 \text{ pulg}^2 \dots\dots\dots (2.2)$$

Sumando (2.1) y (2.2) tenemos el área total:

$$A_t = A_1 + A_2 = 1\,572\,543.838 \text{ pulg}^2 \dots\dots\dots (2.3)$$

**b. Volumen desplazado por el techo flotante:  $V_t$**

Estimamos que el nivel de flotación estará por encima del nivel del fondo de la cubierta central, por lo tanto  $Z > 11.5$  pulg. (Ver Figura 2.1).

$$V_t = V_c + V_p \dots\dots\dots (2.4)$$

Donde:

$V_c$  = Volumen desplazado encima del nivel de la cubierta central

$V_p$  = Volumen desplazado por los 18 pontones.

▪ **Hallando  $V_c$**

$$V_c = A_1 \times (Z - a) = 1\,221\,301.213 \text{ pulg}^2 \times (Z - 11.5 \text{ pulg})$$

$$V_c = (1\,221\,301.213Z - 14\,044\,963.95) \text{ pulg}^3 \dots\dots\dots (2.5)$$

▪ **Hallando  $V_p$**

$$V_p = V_{p1} + V_{p2} \dots\dots\dots (2.6)$$

Donde:

$V_{p1}$  = Volumen desplazado por los pontones encima del nivel de la cubierta

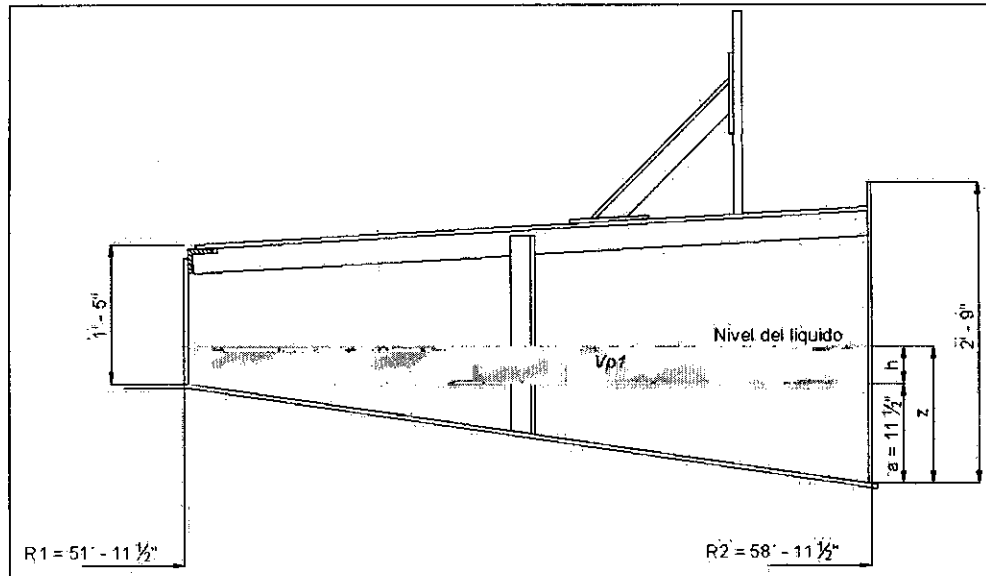
$V_{p2}$  = Volumen desplazado por los pontones debajo del nivel de la cubierta

Para hallar  $V_{p1}$ , tenemos:

$$V_{p1} = A_2 \times (Z - a), \text{ Ver Figura 2.2}$$

$$V_{p1} = 351\,242.625 \text{ pulg}^2 \times (Z - 11.5 \text{ pulg})$$

$$V_{p1} = (351\,242.625 Z - 4\,039\,290.188) \text{ pulg}^3 \dots\dots\dots (2.7)$$



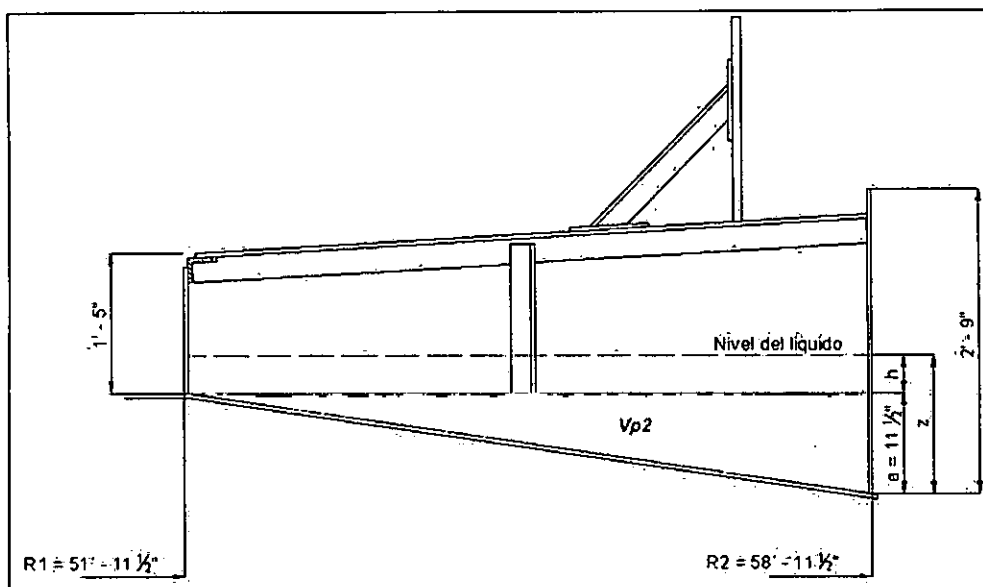
**Figura 2.2: Volumen desplazado por los pontones por encima del nivel de la cubierta central**

Para hallar  $V_{p2}$ , tenemos:

$$V_{p2} = \pi \times \left[ R_2^2 - \frac{R_1^2 + R_2^2 + R_1 \times R_2}{3} \right] \times a, \text{ Ver Figura 2.3}$$

$$V_{p2} = \pi \times \left[ 707.5^2 - \frac{623.5^2 + 707.5^2 + 623.5 \times 707.5}{3} \right] \times 11.5$$

$$V_{p2} = 2\,062\,131.993 \text{ pulg}^3 \dots\dots\dots (2.8)$$



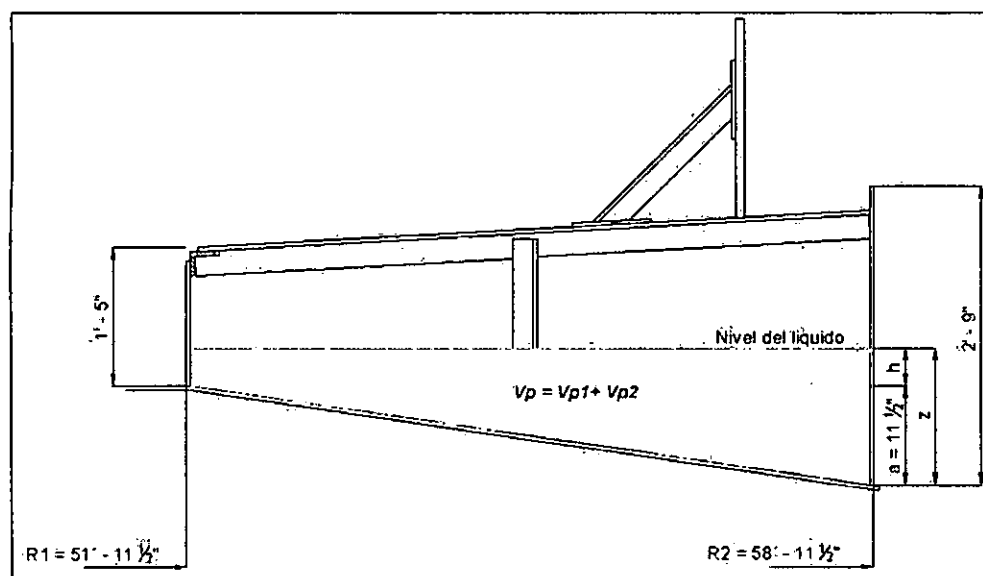
**Figura 2.3 Volumen desplazado por los pontones por debajo del nivel de la cubierta central**

Reemplazando (2.7) y (2.8) en (2.6) se obtiene:

$$V_p = V_{p1} + V_{p2}, \text{ Ver Figura 2.4}$$

$$V_p = 351\,242.625Z - 4\,039\,290.188 + 2\,062\,131.993$$

$$V_p = (351\,242.625Z - 1\,977\,158.195) \text{ pulg}^3 \dots\dots\dots (2.9)$$



**Figura 2.4: Volumen desplazado por los pontones**

Reemplazando (2.5) y (2.9) en (2.4) se obtiene el volumen desplazado por el techo flotante:

$$V_t = (1\,221\,301.213Z - 14\,044\,963.95) + (351\,242.625Z - 1\,977\,158.195)$$

$$V_t = (1\,572\,543.838Z - 16\,022\,122.15) \text{ pulg}^3 \dots\dots\dots (2.10)$$

## 2.1.2 Determinación de la flotabilidad del techo<sup>2</sup>

### Datos de Flotabilidad

Gravedad específica<sup>3</sup> : 0.70 (ver calculo abajo)

Masa del techo : 76.0 Tm = 170 240 lb.

Cálculo para determinar la densidad

Puesto que tenemos el valor de la gravedad especifica, debemos encontrar el valor de la densidad de la sustancia:

$$GE = \frac{\rho_s}{\rho_{H_2O}} \dots\dots\dots (2.11)$$

Donde:

$$GE = \text{Gravedad específica} = 0.7$$

$$\rho_{H_2O} = \text{Densidad del agua} = 1000 \text{ kg/m}^3$$

$$\rho_s = \text{Densidad de la sustancia}$$

Reemplazando los valores, obtenemos:

$$0.7 = \frac{\rho_s}{1000 \text{ Kg/m}^3}$$

<sup>2</sup> API 650, apéndice C.3.4.1, ver ANEXO I

<sup>3</sup> Gravedad especifica es un caso especial de densidad relativa y es una unidad adimensional

$$\rho_s = 0.7 \times 1000 \text{Kg/m}^3$$

$$\rho_s = 0.7 \text{ Tm/m}^3 = 0.0252891 \text{ lb/pulg}^3$$

$$\rho_s = 0.0252891 \text{ lb/pulg}^3$$

Evaluamos el peso del techo

$$P = m \cdot g \dots\dots\dots (2.12)$$

Donde:

P: Peso

m: Masa del cuerpo

g: Aceleración de la gravedad

Por el Principio de Arquímedes se tiene que el empuje es igual al peso del volumen del líquido desalojado, Ver Figura 2.5.

$$E = \rho_s \cdot g \cdot V_t \dots\dots\dots (2.13)$$

Donde:

E: Empuje

$\rho_s$ : Densidad específica del fluido

g: Aceleración de la gravedad

$V_t$ : Volumen del cuerpo sumergido

Para una porción de fluido en equilibrio se tiene que el peso es igual al empuje.

Igualando (2.12) y (2.13) se obtiene:

$$m = \rho_s \cdot V_t \dots\dots\dots (2.14)$$

Donde para nuestro caso:

$m$  = Masa del techo flotante

$\rho_s$  = Densidad específica de la gasolina

$V_t$  = Volumen desplazado por el techo flotante

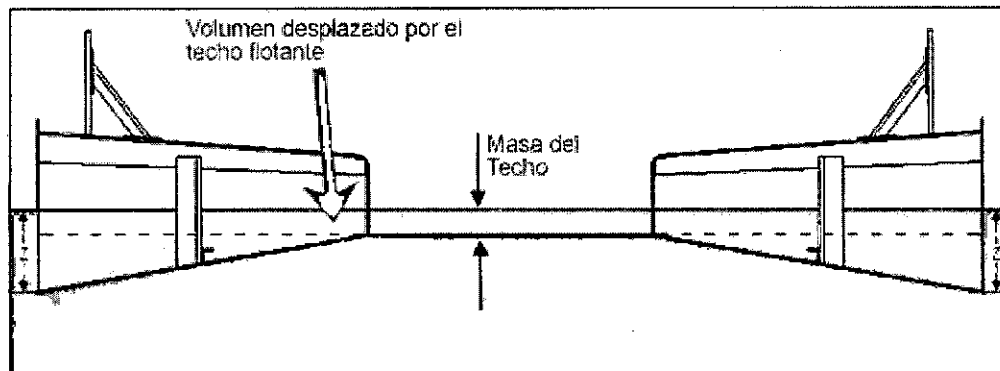


Figura 2.5: Ley de empuje hidrostático

#### a. Primera Condición de Flotabilidad.

El techo flotante se sustenta hidráulicamente en un líquido de gravedad específica de 0.70; sin grietas.

##### ▪ Nivel de Flotación

Reemplazando (2.10) en (2.14), tenemos:

$$m = \rho_s V_t$$

$$170\,240\text{ lb} = 0.0252891\text{ lb/pulg}^3 \times (1\,572\,543.838Z - 16\,022\,122.15)$$

$$170\,240\text{ lb} = 39\,768.21837Z - 405\,185.0493$$

$$575\,425.0493 = 39\,768.21837Z$$

$$Z = 14.4695\text{ pulg.} \equiv 14.5\text{ pulg.}$$

Evaluyendo:

$2' - 9'' > Z > 11\frac{1}{2}''$ , por lo tanto, el techo flotará con el nivel del producto sobre el nivel de la cubierta central.

- **Presiones**

Presión = Nivel del líquido × Densidad

En el pontón, utilizamos altura media:

$$(Z - a) / 2 \times 0.0252891 \text{ lb/pulg}^3$$

$$((14.5 - 11.5)/2) \times 0.0252891 = 0.037934 \text{ lb/pulg}^2$$

En la cubierta central:

$$(Z - a) \times 0.0252891 \text{ lb/pulg}^3$$

$$(14.5 - 11.5) \times 0.0252891 = 0.0758673 \text{ lb/pulg}^2$$

- **b. Segunda Condición de Flotabilidad**

La cubierta central y dos compartimientos adyacentes del pontón perforados, esto quiere decir que el pontón solo flota por 16 de los 18 compartimientos y el producto ha pasado por encima de la cubierta central. Ver Figura 2.6

- **Nivel de Flotación**

Reemplazando (2.9) en (2.14), y añadiendo el factor de 16/18, debido al fallo de 2 pontones, tenemos:

$$m = (16/18) \cdot \rho_s \cdot V_p$$

$$170\,240 \text{ lb} = (16/18) \times 0.0252891 \text{ lb/pulg}^3 \times (351\,242.625Z - 1\,977\,158.195) \text{ pulg}^3$$

$$170\,240 = 0.0224792 (351\,242.625Z - 1\,977\,158.195)$$

$$170\,240 = 7\,895.653216Z - 44\,444.9345$$

$$214\,684.9345 = 7\,895.653216Z$$

$$Z = 27.19 \text{ pulg.} \equiv 27.2 \text{ pulg.}$$



**Figura 2.6: Segunda condición de flotabilidad**

Evaluando:

$2' - 9" > Z > 11 \frac{1}{2}"$ , por lo tanto, el techo flotará con el nivel del producto sobre el nivel de la cubierta central.

#### ▪ Presiones

Presión = Nivel del líquido  $\times$  Densidad

En el pontón tenemos:

$$(Z - a) / 2 \times 0.0252891 \text{ lb/pulg}^3$$

$$((27.2 - 11.5)/2) \times 0.0252891 = 0.198519 \text{ lb/pulg}^2$$

En la cubierta central:

$$(Z - a) \times 0.0252891 \text{ lb/pulg}^3$$

$$(27.2 - 11.5) \times 0.0252891 = 0.397039 \text{ lb/pulg}^2$$

#### c. Tercera Condición de Flotabilidad

En un período de 24 horas, la cubierta central está inundada con 10" de agua de lluvia. Esto quiere decir que el peso de producto desplazado por el pontón y la cubierta es igual al peso total del techo más el peso de agua de lluvia. (Ver figura 2.7).

$$m = m_t + m_a \dots \dots \dots (2.15)$$



Donde:

$m_t$  = masa del techo flotante

$m_a$  = masa del agua de lluvia

Reemplazando en la ecuación (2.14), obtenemos:

$$m_t + m_a = \rho_s \cdot V_t \dots\dots\dots (2.16)$$

Primero debemos encontrar la masa del agua de lluvia:

$$m_a = \rho_a \cdot V_a$$

$$\rho_a = 1000 \text{ Kg./m}^3 = 62.428 \text{ lb./pie}^3$$

Sabemos que:

Área del agua = Área de la cubierta central =  $A_1$ , entonces:

$$V_a = A_1 \times h_a = 1\,221\,301.213 \text{ pulg}^2 \times 10 \text{ pulg}$$

$$V_a = 12\,213\,012.13 \text{ pulg}^3 = 7\,067.71 \text{ pie}^3$$

Ahora reemplazando para hallar masa del agua de lluvia.

$$m_a = 62.428 \text{ lb/pie}^3 \times 7\,067.71 \text{ pie}^3$$

$$m_a = 441\,223 \text{ lb.}$$

▪ **Nivel de Flotación:**

Reemplazando en la ecuación (2.16), tenemos:

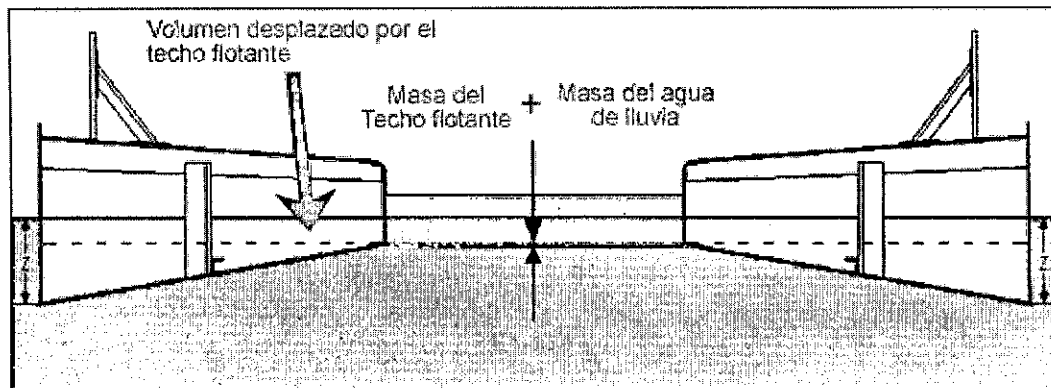
$$m_t + m_a = \rho_s \cdot V_t$$

$$170\,240 \text{ lb.} + 441\,223 \text{ lb.} = 0.0252891 \text{ lb/pulg}^3 \times (1\,572\,543.838Z - 16\,022\,122.15) \text{ pulg}^3$$

$$611\,463 = 39\,768.21837 Z - 405\,185.0493$$

$$1\,016\,648.049 = 39\,768.21837 Z$$

$$Z = 25.56 \text{ pulg.} \equiv 26 \text{ pulg.}$$



**Figura 2.7: Tercera condición de flotabilidad**

Evaluando:

$2' - 9" > Z > 11 \frac{1}{2}"$ , por lo tanto, el techo flotará con el nivel del producto sobre el nivel de la cubierta central.

#### ▪ Presiones

Presión = Nivel del líquido × Densidad

En el pontón, utilizamos altura media:

$$(Z - a) / 2 \times 0.0252891 \text{ lb/pulg}^3$$

$$((26 - 11.5)/2) \times 0.0252891 = 0.1833 \text{ lb/pulg}^2$$

En la cubierta central:

$$(Z - a) \times 0.0252891 \text{ lb/pulg}^3$$

$$(26 - 11.5) \times 0.0252891 = 0.3667 \text{ lb/pulg}^2$$

#### 2.1.3. Cálculo de las planchas y vigas

Cálculo de las planchas del pontón, Ver Figura 2.8 y 2.9.

Espaciamiento circunferencial de un compartimiento del pontón

$$\text{Ancho exterior} \quad 4' - 1 \frac{3}{8}" = 49.375"$$

$$\text{Ancho interior} \quad 3' - 7 \frac{1}{2}" = 43.5"$$

$$\text{Promedio} \quad 3' - 10 \frac{7}{16}" = 46.4375"$$

Espaciamiento radial

Longitud del compartimiento 7' - 0"

Al haber un poste intermedio  $3' - 6" = 3.5'$

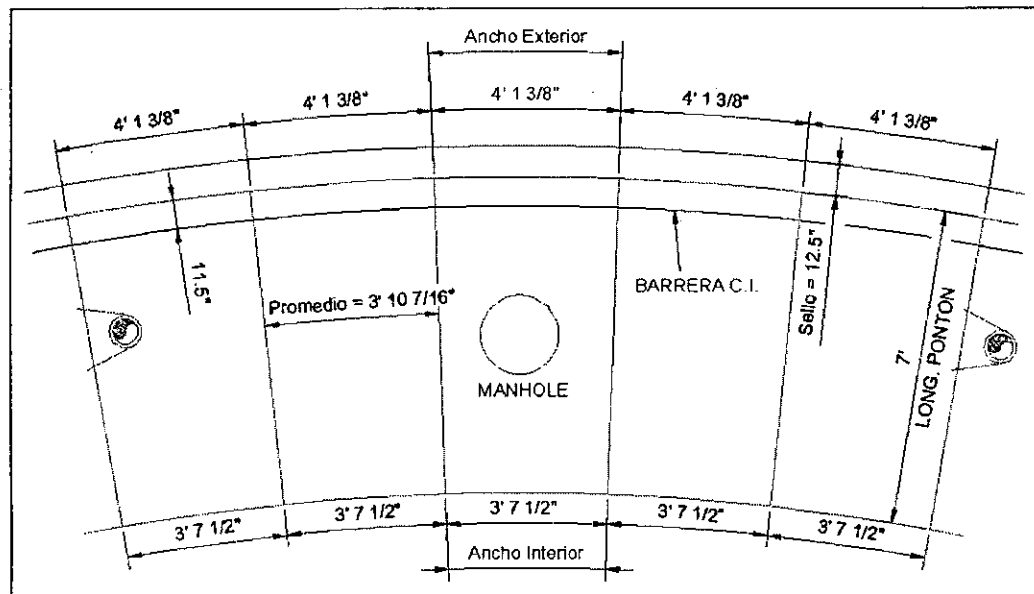


Figura 2.8: Compartimiento de un pontón (vista en planta)

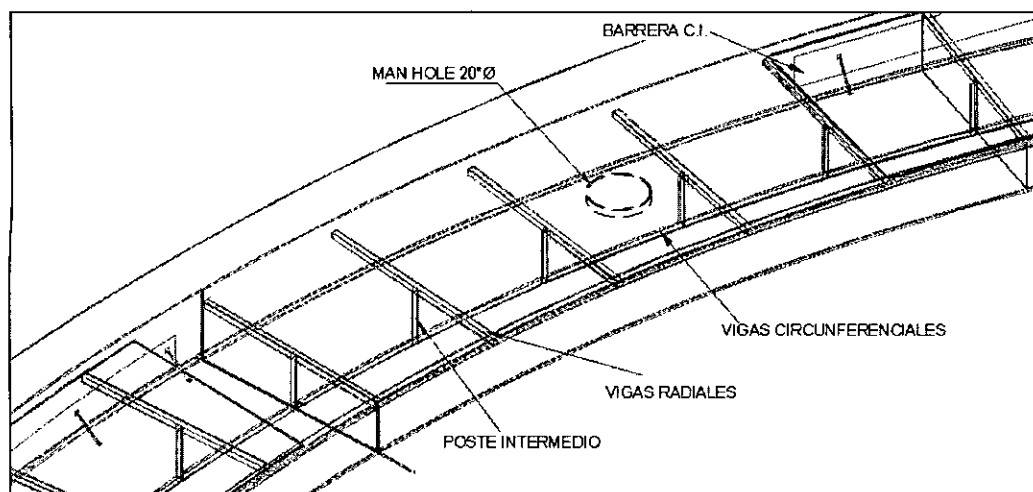


Figura 2.9: Compartimiento de un pontón (vista isométrica)

### Requerimientos:

Planchas del techo del pontón, sobrecarga de 25 lb / pie<sup>2</sup>.<sup>4</sup>

Para planchas de 3/16", la máxima separación entre vigas es de 6.28 pies.<sup>5</sup>

#### **a. Cálculo de la plancha en la cubierta superior del pontón**

##### Cargas actuantes

Peso propio<sup>6</sup> (plancha de 3/16") 7.65 lb/pie<sup>2</sup>

Sobrecarga	25.00 lb/pie <sup>2</sup>
------------	---------------------------

Total	32.65 lb/pie <sup>2</sup>
-------	---------------------------

A este valor le llamamos carga total (w), por lo tanto:

$$W = 32.65 \text{ lb/pie}^2$$

##### ▪ **Cálculo de plancha**

Momento Flector<sup>7</sup>(M)

$$M = 1/12 \times w \times L^2 \text{ (Plancha de extremos empotrados con ancho de 11.5 pulg, pertenecientes a la barrera CI. Ver figura 2.7)}$$

Donde:

$$W: \text{carga total} = 32.65 \text{ lb/pie}^2$$

$$L: \text{espaciamiento circunferencial promedio del pontón} = 3.87 \text{ pie}$$

$$M = 1/12 \times 32.65 \times (11.5/12) \times 3.87^2 = 39.05 \text{ lb-pie}$$

$$M = 39.05 \text{ lb-pie} = 468.62 \text{ lb-pulg}$$

Módulo de Sección (Z)

$$Z = M / \sigma$$

<sup>4</sup> API 650 Apéndice C.3.10.2, ANEXO I

<sup>5</sup> API 650 Capítulo 3.10.4.5 (pág. 401), ANEXO III

<sup>6</sup> API 650 Apéndice C.3.3.2, ANEXO I

<sup>7</sup> AISC 2 – 301 (pág. 459), ANEXO II

Donde:

$$\sigma = \text{Esfuerzo permisible} = 20\,000 \text{ lb / pulg}^2$$

$$Z = 468.62 / 20\,000 = 0.023 \text{ pulg}^3$$

De acuerdo a nuestros cálculos el mínimo modulo de sección Z será 0.023 pulg<sup>3</sup>.

Evaluyendo:

Para planchas de 3/16",

$$\varepsilon = bh^2 / 6 = (12 \times (3/16)^2) / 6 = 0.0703 \text{ pulg}^3$$

El módulo de sección calculado para planchas de 3/16" resulta mayor al valor mínimo calculado.

#### ▪ Cálculo del ángulo rigidizador radial

Momento Flector (M)

$$M = 1/12 \times w \times L^2 \quad (\text{Viga de extremos empotrados con una distancia de } 3.87')$$

$$M = 1/12 \times 32.65 \times 3.87 \times 3.5^2 = 129.0 \text{ lb-pie}$$

$$M = 129 \text{ lb-pie} = 1548 \text{ lb-pulg}$$

Módulo de Sección (Z)

$$Z = M / \sigma$$

Donde:

$$\sigma = \text{Esfuerzo permisible} = 20000 \text{ lb / pulg}^2$$

$$Z = 1548 / 20000 = 0.077 \text{ pulg}^3$$

Fuerza Cortante<sup>9</sup> (V)

<sup>8</sup> API 650 Capítulo 3.10.3.2 (pág. 400), ANEXO III

<sup>9</sup> AISC 2 – 301 (pág. 459), ANEXO II

$$V = \frac{1}{2} \times w \times L = \frac{1}{2} \times 32.65 \times 3.87 \times 3.5 = 221 \text{ lb.}$$

Área = Fuerzas / Esfuerzo permisible

Donde:

$$\sigma = \text{Esfuerzo permisible}^{10} = 13000 \text{ lb / pulg}^2$$

Reemplazando se obtiene:

$$A = 221 / 13000 = 0.017 \text{ pulg}^2$$

De acuerdo a nuestros cálculos mínimos el área del ángulo "A" es 0.017 pulg<sup>2</sup> y su modulo de sección Z es 0.077 pulg<sup>3</sup>.

Seleccionando el perfil por tabla<sup>11</sup> L2" x 2" x 3/16"

$$\text{Área} = 0.715 \text{ pulg}^2$$

$$\text{Módulo de Sección} = 0.190 \text{ pulg}^3$$

El área y el módulo de sección seleccionado según tabla para ángulos de L2" x 2" x 3/16" resulta mayor al valor mínimo calculado.

#### **b. Cálculo de la plancha en el fondo del pontón.**

La máxima presión contra el fondo de los pontones ocurre en la segunda condición de flotabilidad: La cubierta central y dos compartimientos adyacentes del pontón perforados.

##### Cargas actuantes

$$\text{Presión sobre el pontón} \quad 0.198519 \text{ lb/pulg}^2 = 28.6 \text{ lb/pie}^2$$

$$\text{Peso propio} \quad 7.65 \text{ lb/pie}^2$$

$$\text{Carga efectiva} \quad 20.95 \text{ lb/pie}^2$$

<sup>10</sup> API 650 Capítulo 3.10.3.5 (pág. 401), ANEXO III

<sup>11</sup> AISC 1 – 50 (pág. 50) ANEXO II

▪ **Cálculo de plancha**

Momento Flector

$$M = 1/12 \times w \times L^2 \text{ (Plancha de extremos empotrados con ancho de 1 pie, traslapadas)}$$

$$M = 1/12 \times 20.95 \times 1 \times 3.87^2 = 26.15 \text{ lb-pie} \times 12 = 313.8 \text{ lb-pulg}$$

Módulo de Sección

$$Z = M / \text{Esfuerzo permisible}$$

$$Z = 313.8 / 20000 = 0.01569 \text{ pulg}^3$$

De acuerdo a nuestros cálculos el mínimo modulo de sección Z es 0.01569pulg<sup>3</sup>, evaluando para planchas de 3/16",

$$\varepsilon = bh^2 / 6 = (12 \times (3/16)^2) / 6 = 0.0703 \text{ pulg}^3$$

El módulo de sección calculado para planchas de 3/16" resulta mayor al valor mínimo calculado.

▪ **Cálculo del ángulo rigidizador central.**

Momento Flector

$$M = 1/12 \times w \times L^2 \text{ (Viga de extremos empotrados)}$$

$$M = 1/12 \times 20.95 \times 3.5 \times 3.87^2 = 91.52 \text{ lb-pie} \times 12 = 1\,098.24 \text{ lb-pulg}$$

Módulo de Sección

$$Z = M / \text{Esfuerzo permisible}$$

$$Z = 1\,098.24 / 20000 = 0.055 \text{ pulg}^3$$

Fuerza Cortante

$$V = 1/2 \times w \times L = 1/2 \times 20.95 \times 3.87 \times 3.5 = 141.88 \text{ lbs.}$$

$$A = \text{Fuerzas} / \text{Esfuerzo permisible}$$



$$A = 141.88 / 13000 = 0.0109 \text{ pulg}^2$$

De acuerdo a nuestros cálculos mínimos el área del ángulo "A" es 0.0109 pulg<sup>2</sup> y su modulo de sección Z es 0.055 pulg<sup>3</sup>.

Seleccionando el perfil por tabla L2" x 2" x 3/16"

$$\text{Área} = 0.715 \text{ pulg}^2$$

$$\text{Módulo de Sección} = 0.190 \text{ pulg}^3$$

El área y el módulo de sección seleccionado según tabla para ángulos de L2" x 2" x 3/16" resulta mayor al valor mínimo calculado.

#### 2.1.4. Determinación del número de soportes

Se efectuará:

1. Análisis estructural. Para determinar la capacidad portante de los soportes de pontón, considerando una sección de tubería 3" Sch 80.
2. La determinación del número requerido de soportes para el pontón y para la cubierta central.

##### a. Soporte del pontón

###### Cargas actuantes:

Peso propio del pontón, total	98500 lb.
Sobrecarga en el pontón	$25 \text{ lb/pie}^2 \times \pi \times (R_2^2 - R_1^2)$
	$25 \times \pi \times (58.958^2 - 51.958^2)$
	60 979 lb.
Total de cargas actuantes	159 479 lb.

- Capacidad portante de cada soporte<sup>12</sup>

<sup>12</sup> AISC 5 -- 42 (pág. 802), ANEXO II



Características de la sección, Tubo 3" Sch 80<sup>13</sup>:

Área = 3.02 pulg<sup>2</sup>, r = 1.14 pulg.

Cuando  $kl/r < Cc$

$$Fa = \frac{\left[1 - \frac{(kl/r)^2}{2Cc^2}\right] F_y}{\frac{5}{3} + \frac{3(kl/r)}{8Cc} - \frac{(kl/r)^3}{8Cc^3}} \dots\dots\dots (2.17)$$

Cuando  $kl/r > Cc$

$$Fa = \frac{12\pi^2 E}{23(kl/r)^2} \dots\dots\dots (2.18)$$

Para hallar Cc usamos la siguiente fórmula:

$$Cc = \sqrt{\frac{2\pi^2 E}{F_y}} \dots\dots\dots (2.19)$$

Donde:

Cc = esbeltez de columna

E = modulo de elasticidad del acero 29 000 Ksi

Fy<sup>14</sup> = esfuerzo permisible 35 Ksi

$$Cc = \sqrt{\frac{2\pi^2 \times 29000000}{35000}} = 128$$

Para hallar SR<sup>15</sup>

$$SR = kl/r \dots (2.20)$$

<sup>13</sup> AISC 1 – 93 (pág. 93), ANEXO II

<sup>14</sup> AISC 3 – 35 (pág. 507), ANEXO II

<sup>15</sup> ANEXO IV

Donde:

SR = razón de esbeltez de columna

K = es el factor de fijación de los extremos, 2

L = longitud real de la columna, en nuestro caso del soporte.

r = radio de giro mínimo de la sección transversal de la columna

$$SR = 2 \times 117 / 1.14 = 205$$

Reemplazando (2.20) en (2.18) se obtiene:

$$Fa = 12 \times \pi^2 \times 29000000 / [23(205)^2] = 3\,553.4 \text{ PSI}$$

Entonces la presión a la que va a estar sometido el soporte será:

$$P = Fa \times A = 3\,553.4 \times 3.02 = 10\,731 \text{ lbs}$$

**b. Número de soportes por pontón.**

$$\begin{aligned} \text{Carga total / Capacidad portante de un soporte} &= 159\,479 / 10\,731 \\ &= 14.86 \end{aligned}$$

Sin embargo, se usará 18 soportes para ubicarlos uno en cada compartimiento del pontón.

**c. Número de soportes de cubierta.**

En la cubierta = Número total de soportes – Número de soportes del pontón.

Metrado de cargas

Peso total del techo		170 240 lb.
Sobrecarga = $25 \times \pi \times R_1^2$	=	273 008 lb.
Menos (1/2 escalera) = $6000 / 2$	=	–3 000 lb.
Total de cargas actuantes	=	440 248 lb.

### Número total de soportes

$$440\,248 / 10\,731 = 41$$

### Distribución de soportes.<sup>16</sup>

En la cubierta:  $3 + 6 + 12 = 21$

En el pontón: 18

Total 39

Se usarán 39 soportes, ligeramente menor al cálculo teórico de 41, debido a que el número de soportes que resisten la carga del techo son:

$$170\,240 / 10\,730 = 16.$$

Esto quiere decir que 25 soportes resisten la sobrecarga impuesta al techo por algún evento.

$$273\,008 \times 23 / (25 \times 58.958^2 \times \pi) = 23 \text{ lb/pie}^2$$

Por lo tanto, el valor de la sobrecarga será 23 lb/pie<sup>2</sup> al 92%.

## 2.2 Análisis y diseño del Sistema de Inyección de Agua – Espuma contraincendios.

Para mayor referencia ver plano TAN-6000-05.

Nos referimos a la norma "**National Fire Protection Association (NFPA) 1994, estándar N° 11**".

### Datos:

Diámetro del tanque	120 pies
Altura del tanque	42 pies
Altura de la cámara de espuma	45 pies

---

<sup>16</sup> Referencia Plano TAN – 6000– 01 y Plano TAN – 6000– 02

Diámetro de la barrera de espuma	116 pies
Requerimiento de espuma, según NFPA	0.3 GPM por pie <sup>2</sup>
Presión en formador de espuma	55 PSIG
Densidad del líquido espumante	0.042 lb/pulg <sup>3</sup>
Diámetro de la tubería	4 pulg.
Caída de presión en la tubería	2 PSI / 100 pies
Distancia entre cámaras de espuma	80 pies/cámara

### **Cálculos:**

- Área de la barra de espuma

$$\pi/4 \times (120^2 - 116^2) = 741 \text{ pie}^2$$

- Requerimiento espuma en el tanque

$$741 \times 0.3 = 222 \text{ GPM por pie}^2$$

- Presión hidrostática a 45 pies de altura

$$h \text{ cámara de espuma} = 45 \text{ pies} = 540 \text{ pulg.}$$

$$P = \rho \text{ líquido espumante} \times h \text{ cámara de espuma} = 0.042 \times 540 = 23 \text{ PSIG}$$

- Presión disponible por pérdida en cada tubería

$$P \text{ formador} - P \text{ a 45 pies} = 55 - 23 = 32 \text{ PSIG}$$

- Flujo por cada tubería

$$\text{Requerimiento de espuma} / N^{\circ} \text{ tuberías de espuma}$$

$$222 / 3 = 74 \text{ GPM}$$

Considerando una longitud aproximada de 400 pies de tubería de 3" de diámetro por tramo.

- Caída de presión en cada tubería será

$$2 \times 400 / 100 = 8 \text{ PSIG}$$

- Por lo tanto la presión disponible será

$$P \text{ disponible} - \text{Pérdida de presión} = 32 - 8 = 24 \text{ PSIG.}$$

El mínimo número de cámaras resulta:

$$\text{Long. Barrera espuma} / (80 \text{ pies/cámara}) = 120 \times \pi / 80 = 4.7 \text{ cámaras}$$

Por tanto, se usará 6 cámaras TF-9<sup>17</sup> para poder distribuir las en forma equidistante que serán alimentadas por tuberías de 3" de diámetro.

### 2.3 Diseño del Sistema de Agua para Enfriamiento

Para mayor referencia ver plano TAN-6000-05.

#### Datos:

Diámetro del tanque	120 pies
Altura del tanque	42 pies
Altura del sistema de enfriamiento	37 pies
Diámetro del sistema de enfriamiento	120 pies
Requerimiento de agua, según NFPA	0.3 GPM por pie <sup>2</sup>
Presión de agua C.I.	100 PSIG
Densidad de agua salada	0.0370305 lb/pulg <sup>3</sup>
Diámetro de la tubería	6 pulg.
Caída de presión en la tubería	3 PSI / 100 pies
Distancia entre salidas de agua CI	1 pie

#### **Cálculos:**

- Área de enfriamiento

---

<sup>17</sup> TF-9 es el tipo de cámara de espuma más comercial y usada por la industria petrolera.

$$\pi \times d \times h = \pi \times 120 \times 40 = 15079.64 \text{ pie}^2$$

- Requerimiento de agua en el tanque

$$15079.64 \times 0.3 = 4524 \text{ GPM por pie}^2$$

Presión hidrostática a 37 pies de altura

$$P = \rho \text{ agua salada} \times h \text{ cámara de espuma} = 0.0370305 \times 444 = 16.44 \text{ PSIG}$$

- Presión disponible por pérdida en cada tubería

$$P \text{ agua CI} - P \text{ a 39 pies} = 100 - 16.44 = 83.56 \text{ PSIG}$$

- Flujo por cada tubería

Requerimiento de agua / N° tuberías de agua

$$4524 / 2 = 74 \text{ GPM}$$

Considerando una longitud aproximada de 380 pies de tubería de 3" de diámetro por tramo

- Caída de presión en cada tubería será

$$2 \times 380 / 100 = 7.6 \text{ PSIG}$$

- Por lo tanto la presión disponible será

$$P \text{ disponible} - \text{Pérdida de presión} = 83.56 - 7.6 = 76 \text{ PSIG.}$$

El mínimo número de salidas de agua de enfriamiento resulta:

$$\text{Long. Sistema enfriamiento} / 1 \text{ pie.} = 120 \times \pi / 1 = 532$$

Concluyendo, se usará 532 salidas de agua de enfriamiento y alimentadas por tuberías de 3" de diámetro.

## **CAPÍTULO III**

### **DISEÑO DEL SISTEMA DE TELEMETRÍA**

#### **3.1 Definición de variables**

##### **3.1.1 Nivel**

El nivel representa la cantidad de materia contenida en un depósito y se determina mediante la medición de la altura que alcanza el contenido sobre una línea de referencia relacionada con la capacidad del depósito.

##### **3.1.2 Temperatura**

La temperatura es una magnitud escalar que es una propiedad de todos los sistemas termodinámicos en equilibrio térmico (o sea que no presentan intercambio de calor entre sus partes).

##### **3.1.3 Presión**

La presión puede definirse como una fuerza por unidad de área o superficie, en donde para la mayoría de los casos se mide directamente por su equilibrio con otra fuerza conocida.

#### **3.2 Requerimientos del sistema**

Para la selección de instrumentación debemos partir de ciertos requerimientos que facilitarán el monitoreo de manera local y remota en tiempo real, del tanque de almacenamiento.

1. Dispositivo que mida el nivel de manera automática, con la finalidad de determinar el volumen de hidrocarburo almacenado y/o despachado. Con precisión mínima de  $\pm 0.04$  pulg. sobre todo el rango de medición.

2. Dispositivo que detecte las variaciones de temperatura del hidrocarburo en el tanque, con la finalidad de corregir el volumen a una base estándar adoptado en la industria del petróleo. Con precisión como mínimo de  $\pm 0,1^{\circ}\text{C}$ .
3. Dispositivo que mida la presión diferencial para calcular la densidad, con la finalidad de calcular los parámetros internacionales, como los del Instituto Americano del Petróleo (API) que con la temperatura servirá para corregir el volumen bruto de hidrocarburo y convertirlo en volumen neto de hidrocarburo.
4. Dispositivo que cumpla con lo indicado en el artículo 41 del D.S. 052-93-EM. que permita visualizar como mínimo, los valores de nivel y temperatura registrados y que se ubique al pie del tanque.
5. Tener un sistema de seguridad que cuente como mínimo con interruptores de alto y bajo – alto de acuerdo al Reglamento de seguridad D.S. N° 052 - 93 – EM Art. 36 “Tener equipos para evitar el rebose para el control o alarmas de nivel, independiente del sistema de medición continuo”.
6. Los instrumentos a instalar en el tanque, deben ser para trabajar en áreas clasificadas, Clase 1 Zona 1.
7. Deberá ser de fácil mantenimiento.

### **3.3. Análisis y selección de la instrumentación**

#### **3.3.1. Medidor de nivel**

En la industria, la medición de nivel es muy importante, tanto desde el punto de vista del funcionamiento correcto del proceso como de la consideración del balance adecuado de materias primas o de productos finales.



El transmisor de nivel «inteligente» hace posible la interpretación del nivel real, puede eliminar o compensar la influencia de la espuma en flotación de tanque.

#### **3.3.1.1. Técnicas de medición**

La medición de nivel de tanques tiene una larga historia, dada que cada usuario y cada aplicación tiene sus propios requisitos específicos, existen varias técnicas de medición y soluciones para medir el contenido del tanque tales como:

##### **a. Medición manual**

La medición de tanques comenzó con la medición manual, con el "DIPTAPE" graduado o varilla. Esta técnica se sigue utilizando en todo el mundo, y es hoy todavía la verificación para evaluar rendimiento de medición y verificación.

La exactitud típica de un "DIPTAPE" es de  $\pm (0,004 + 0.0012L')$  pulgadas de la medida inicial de la cinta de inmersión, en la  $L'$  es el nivel en pie. La precisión con inmersión manual es una tarea difícil, especialmente con fuertes vientos, frío, durante la noche o cuando el equipo de protección especial ha de ser utilizado. Ver Figura 3.1.

Además, un error humano, como mínimo de  $\pm 0.08$  pulg. ha de añadirse a las lecturas de la cinta. El estándar API 2545 es dedicado por completo a la medición manual tanque.



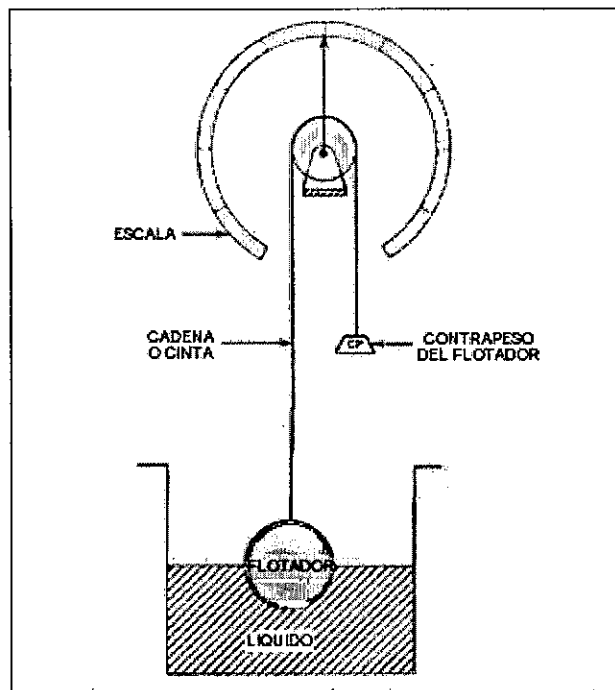
**Figura 3.1: Medición manual de nivel**

#### **b. Medición tipo flotador**

La primera cinta de flotación se presentó alrededor de 1930. Estos instrumentos usan un pesado y largo flotador con el fin de obtener suficiente fuerza motriz.

Inicialmente el flotador estaba conectado a través de un cable que equilibraba el peso con un puntero a lo largo de la escala y el depósito que indicaba el nivel, como se puede apreciar en la Figura 3.2.

Con una precisión mecánica de medición de  $\pm \frac{1}{2}$  pulg. del rango, debido a la fricción mecánica en poleas la confiabilidad es pobre.



**Figura 3.2: Medición por flotador**

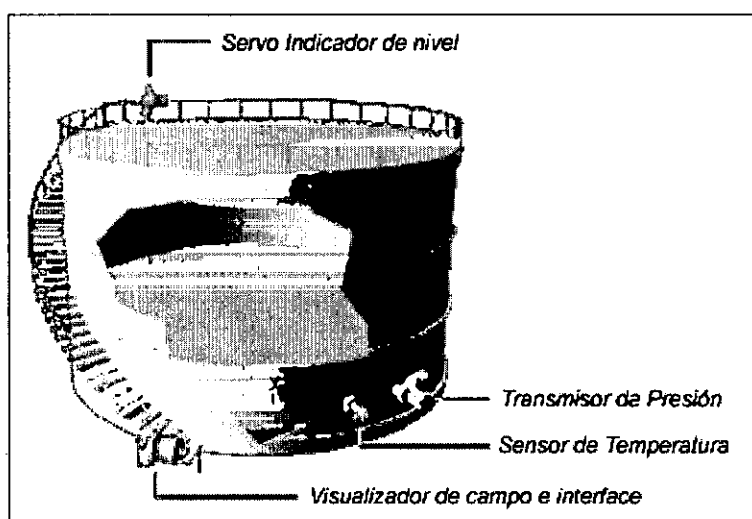
### **c. Medición por servomecanismo**

Son una versión mejorada respecto a los medidores tipo flotador que se desarrollaron durante el año 1950. En esta medición, el flotador se sustituye por un pequeño desplazador, suspendido por un fuerte alambre flexible. Los medidores servomecánicos eléctricos utilizan un servo motor para subir o bajar el desplazador. Un ingenioso sistema de pesaje continuamente mide el peso y la flotabilidad del desplazador y es controlado por el sistema servomecánico.

El mecanismo de fricción en el sistema servomecánico, no tiene ningún efecto en la sensibilidad y exactitud de la medición. Asimismo, la turbulencia no tiene efecto directo.

Los medidores servomecánicos modernos tienen muy pocas partes móviles, por lo que resulta confiable y preciso. También tienen un alto grado de procesamiento de datos.

La exactitud es mejor que la de 0.04 pulg. en más de 125 pies, rango que puede ser alcanzado.



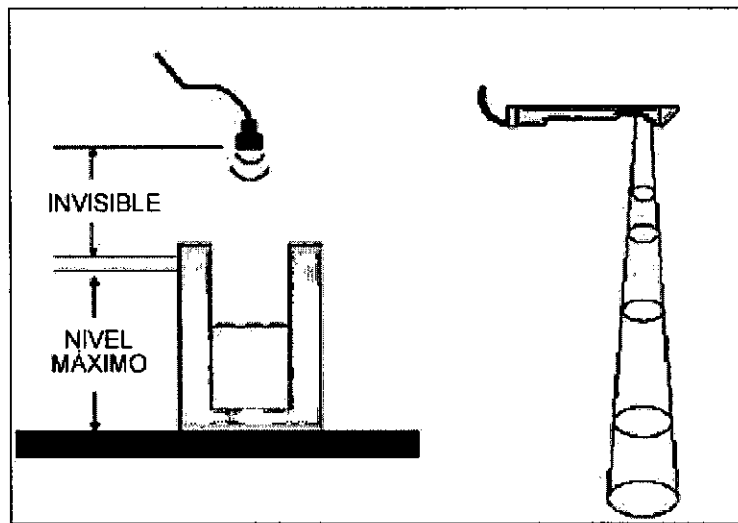
**Figura 3.3: Medición por servomecanismo**

#### **d. Medición por radar**

Es una de las más recientes técnicas, desarrollada a mediados de los sesenta.

La medición de nivel por radar no tienen partes móviles y solo una antena es requerida en el tanque. Esto resulta con costos de mantenimiento realmente bajos, aunque los costos de inversión son altos.

Ondas electromagnéticas viajan cerca de la velocidad de la luz debido a las distancias cortas (Ver Figura 3.4), con una exactitud estándar desde 0.04 pulg.



**Figura 3.4: Medición tipo radar**

**e. Medición por HTG (Medición de tanque hidrostático)**

Es una de las más antiguas técnicas para medir el contenido del tanque. El nivel es medido mediante la presión diferencial.

Existen diversas configuraciones de HTG disponibles, como se muestra en la Figura 3.5.

- Un sistema HTG simple se puede construir con un solo transmisor cerca de la parte inferior del tanque (P1). La masa total puede ser calcula multiplicando la presión medida por el área equivalente del tanque.
- Mediante la adición de un segundo transmisor (P2) a una distancia conocida de P1, la densidad observada del producto puede calcularse a partir de la diferencia de presión  $P1 - P2$ .

El nivel puede ser calculado a partir de la densidad y presión P1.

- Un P3 o un transmisor en la parte superior se puede agregar para eliminar el efecto de la presión de vapor en los transmisores P1 y P2.

Para tanques presurizados, HTG es menos adecuado. La gran diferencia entre la presión de almacenamiento y las pequeñas variaciones de presión hidrostática, causan resultados inexactos.

La exactitud es de 1.5 a 2 pulg. del rango, totalmente inaceptable para la transferencia en custodia.

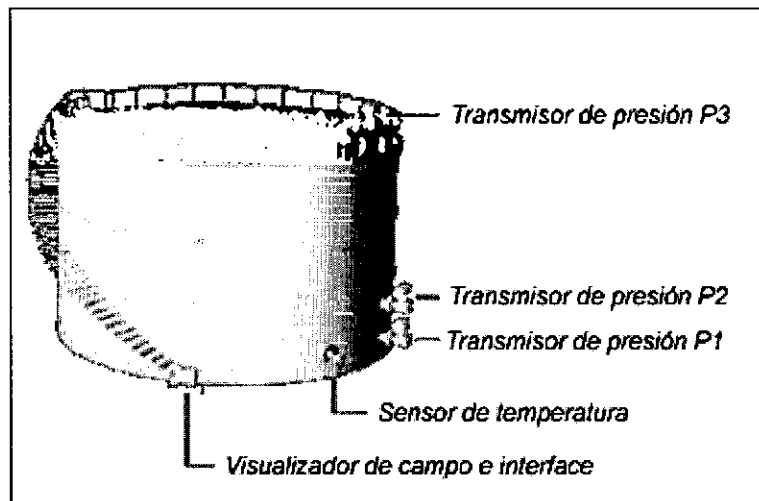


Figura 3.5: Medición por HTG

### 3.3.1.2 Selección de la técnica de medición

Según manual de sistemas de medición de nivel automática ENRAF (2005), existe un amplio rango de diferentes instrumentos de medición de tanques. Las técnicas empleadas son más complementarias que competitivas, así como cada principio de medición tiene sus propias ventajas a continuación se realizará una comparación de las tecnologías automáticas de medición tipo

servomecanismo, radar y HTG basándose en el tipo de producto que va a ser almacenado en el tanque que para nuestro caso será gasolina, que se encuentra dentro de los denominados Productos Blancos. Ver Tabla 3.1.

	Servomecanismo	Radar	HTG
Asfalto	-	++	-
Aceite Combustible, Crudos	+	++	+
Productos Negros	+/-	+	+/-
Productos Blancos	+	++	+
LPG/LNG	++	+/-	--

**Tabla 3.1: Calificación de técnicas de medición**

Donde los resultados fueron:

#### Calificación

Mala : --

Regular : -

Buena : +/-

Muy buena : +

Excelente : ++

La tecnología seleccionada fue: **Radar**.

#### **3.3.1.2 Comparación de la instrumentación**

Dentro de las consideraciones que se van a tomar en cuenta en la selección de los medidores de nivel son:

La precisión, rango de medición, protocolo de comunicación y suministro de energía. Se realizará la comparación de las especificaciones técnicas de cuatro proveedores escogidos, como son: VAREC, ROSEMOUNT, TANKRADAR REX y ENRAF; en la Tabla 3.2 se resumen sus especificaciones técnicas.

Marca	Modelo	Características
VAREC	7500	<ul style="list-style-type: none"> <li>▪ Medir líquidos con una precisión mínima de <math>\pm 0.04</math> pulg.</li> <li>▪ Las partes húmedas están separadas completamente del circuito electrónico.</li> <li>▪ Montaje en lo alto del tanque con brida de 6" ANSI 150 RF.</li> <li>▪ Aprobación a prueba de explosión para Clase I, División 1, Grupos C y D (Factory Mutual o del mismo nivel internacional).</li> <li>▪ Salida Digital: 4 - 20 mA con HART.</li> <li>▪ Rango de medición: 0-66 pies.</li> <li>▪ Conexión eléctrica: 3/4" NPT.</li> <li>▪ Suministro de energía: 16 a 36 VDC, 600 MW.</li> <li>▪ Capacidad de Predicción de mantenimiento del instrumento.</li> </ul>
ROSEMOUNT	5600	<ul style="list-style-type: none"> <li>▪ Medir líquidos con una precisión mínima de <math>\pm 0.2</math> pulg.</li> <li>▪ Montaje en lo alto del tanque con brida de 6" ANSI 150 RF.</li> <li>▪ Aprobación a prueba de explosión para Clase I, División 1, Grupos C y D (Factory Mutual o del mismo nivel internacional).</li> <li>▪ Salida Digital: 4 - 20 mA con HART.</li> <li>▪ Rango de medición: 0-164 pies.</li> <li>▪ Conexión eléctrica: 1/2" NPT.</li> <li>▪ Suministro de energía: 24 a 240 VDC, 10 MW.</li> </ul>



TANKRADAR REX	3900L	<ul style="list-style-type: none"> <li>▪ Medir líquidos con una precisión mínima de <math>\pm 0.12</math> pulg.</li> <li>▪ Montaje en lo alto del tanque con brida de 6" ANSI 150 RF.</li> <li>▪ Certificación UL / ULC</li> <li>▪ Salida Analógica: 4 - 20 mA.</li> <li>▪ Rango de medición: 0 a 197 pies.</li> <li>▪ Conexión eléctrica: 3/4" NPT.</li> <li>▪ Suministro de energía: 20 a 28 VDC.</li> </ul>
ENRAF	873 SMARTRADAR	<ul style="list-style-type: none"> <li>▪ Medir líquidos con una precisión mínima de <math>\pm 0.16</math> pulg.</li> <li>▪ Montaje en lo alto del tanque con brida de 6" ANSI 150 RF.</li> <li>▪ Aprobación a prueba de explosión para Clase I, División 1, Grupos C y D (Factory Mutual o del mismo nivel internacional).</li> <li>▪ Salida Analógica: 4 - 20 mA.</li> <li>▪ Rango de medición: 0 – 131 pies.</li> <li>▪ Conexión eléctrica: 1/2" NPT.</li> <li>▪ Suministro de energía: 110 VAC.</li> </ul>

**Tabla 3.2: Características de medidores de nivel**

#### **3.3.1.4 Selección del medidor de nivel**

El medidor, se empleará para medir el nivel de Gasolina en el tanque de techo flotante, empleando la tecnología Tipo Radar de la Marca VAREC Modelo 7500. Este medidor de nivel será ubicado en la parte superior del techo flotante del tanque y un Display local para la visualización de las variables.

##### **a. Alcances**

- Mide nivel de líquidos con una precisión mínima de  $\pm 0.04$  pulg.

- Se instalará a lo alto de los tanques, para el cual se construirá una plataforma para el acceso a la calibración y mantenimiento. El producto a medir es gasolina.
- Cuenta con un diseño simple, ligero y compacto.
- Técnicas de instalación probadas en campo.

**b. Características**

- Medir líquidos con una precisión mínima de  $\pm 0.04$  pulg.
- Las partes húmedas están separadas completamente del circuito electrónico.
- Montaje en lo alto del tanque con brida de 6" ANSI 150 RF.
- Aprobación a prueba de explosión para Clase I, División 1, Grupos C y D (Factory Mutual o del mismo nivel internacional).
- Salida Digital: 4-20 mA con HART.
- Rango de medición: 0 – 66 pies.
- Conexión eléctrica: 3/4" NPT.
- Suministro de energía: 16 a 36 VDC, 600 MW.
- Capacidad de predicción de mantenimiento del instrumento.

**c. Ventajas**

- Alta precisión: mínimo  $\pm 0.04$  pulg.
- Utilizado en aplicación de administración de inventario de tanque, control de pérdidas, seguridad de costo total y operación segura.
- Costo eficaz y simple instalación vía con HART y suministro de energía intrínsecamente segura de 24 VDC.

- Utilizado para aplicación de medición de nivel, fondo y densidad.

#### d. Principio de Operación

Los medidores de nivel para Tanque, Radar 7500 RTG son un sistema de medición que mide hacia abajo, su funcionamiento esta basado en el método de tiempo de transito. Esto mide la distancia del punto de referencia (la conexión de proceso) a la superficie de producto, mediante impulsos de radar emitidos por una antena plana, reflejados en la superficie del producto y recibidos otra vez por el medidor radar.

Ver figura 3.6.

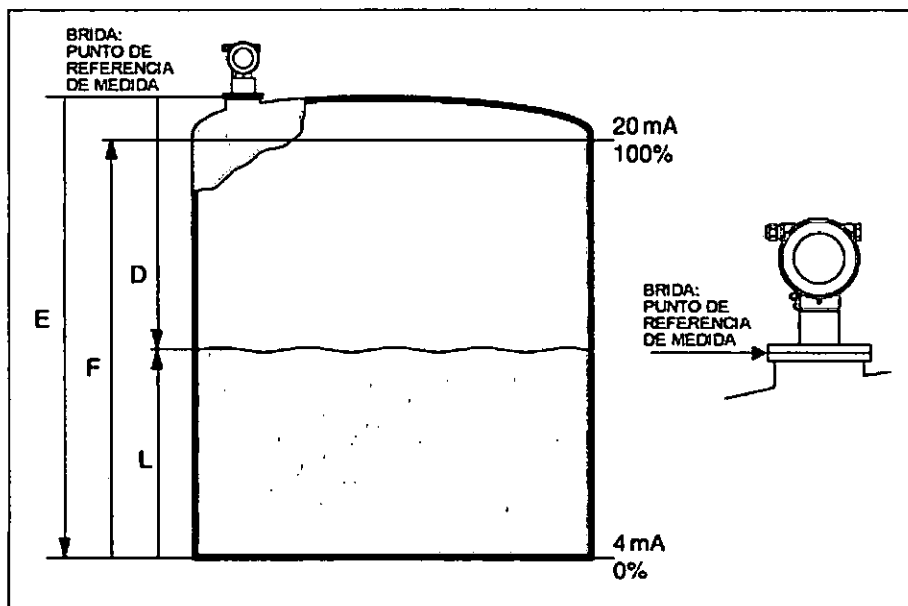


Figura 3.6: Principio de operación de Radar 7500 RTG

#### ▪ Entrada

Los impulsos reflejados de radar son recibidos por la antena y transmitidos en la electrónica. Un microprocesador evalúa la señal e identifica el eco de nivel causado por la reflexión del impulso de radar en la superficie de producto. La exactitud de 1mm de la serie



7500 RTG es alcanzada con los algoritmos patentados del software

PhaseMaster.

La distancia "D" a la superficie de producto es proporcional al "t" tiempo de viaje del impulso

$$D = c \cdot t/2$$

Donde:

c = Velocidad de la luz.

Basado en la distancia E conocida, el nivel L es calculada:

$$L = E - D$$

Donde:

E = superficie inferior de la conexión de proceso.

La 7500 serie RTG es equipada con funciones para suprimir ecos de interferencia. El usuario puede activar estas funciones. Ellos aseguran que los ecos de interferencia (por ejemplo los bordes y uniones de soldadura) no son interpretados como el eco de nivel.

#### ▪ Salida

El Radar de modelo 7500 RTG esta configurado para ingresar el valor de la distancia vacía E (=zero), la distancia llena F (=span), y un parámetro de aplicación. El parámetro de aplicación automáticamente adapta el instrumento a las condiciones de medición. Los puntos de datos "E" y "F" corresponde con el 4mA y 20mA respectivamente para instrumentos con la salida de corriente.

Los cuales corresponden al 0% y el 100% para salidas digitales y el módulo de demostración.

#### e. Diagrama de Conexionado

Basándonos en la hoja técnica proporcionada por el fabricante del instrumento seleccionado, procedemos a elaborar el diagrama de conexión. En la figura 3.7, se muestra el instrumento físicamente, señalando sus partes externas; y en la figura 3.8, se muestra la conexión entre el medidor de nivel y el monitor display.

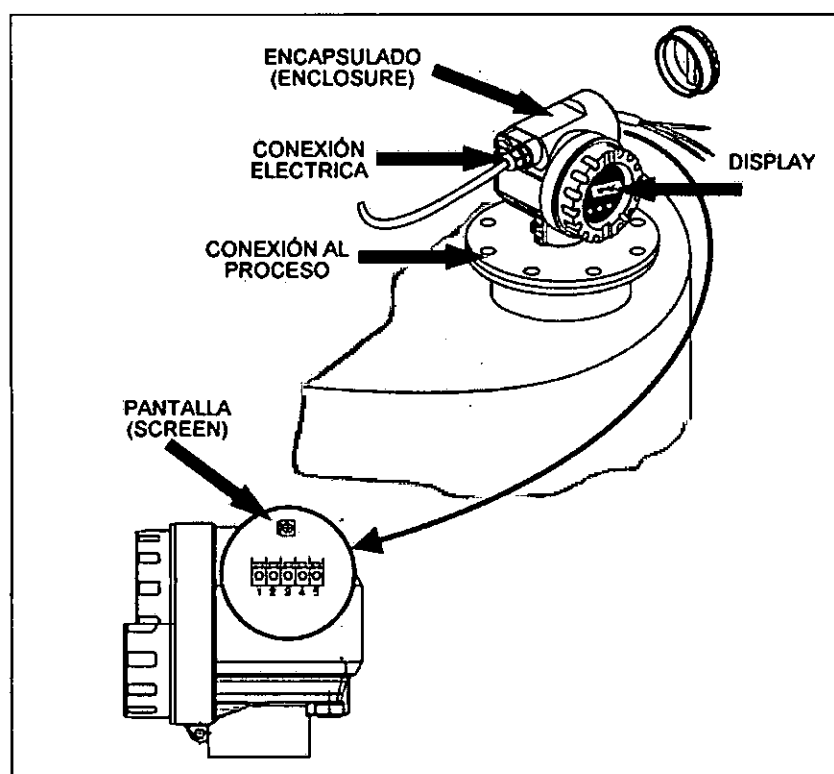


Figura 3.7: Forma física del medidor de nivel VAREC 7500 (LIT - 6000)

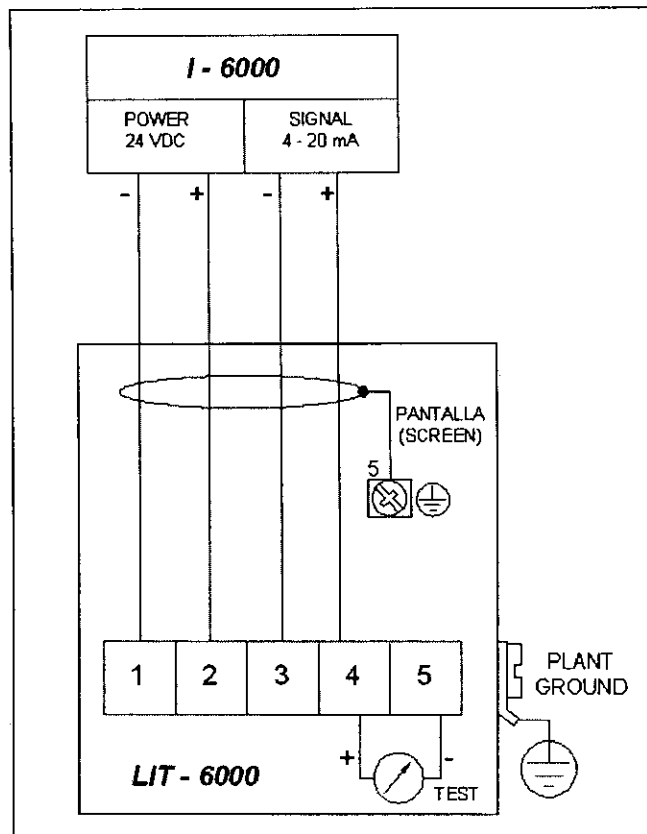


Figura 3.8: Conexión del medidor de nivel VAREC 7500 (LIT - 6000)

### 3.3.2. Medidor de temperatura

La medida de temperatura constituye una de las mediciones más comunes y más importantes que se efectúan en los procesos industriales. Las limitaciones del sistema de medida quedan definidas en cada tipo de aplicación por la precisión, por la velocidad de captación de la temperatura, por la distancia entre el elemento de medida y el aparato receptor y por el tipo de instrumento indicador, registrador o controlador necesarios; es importante señalar que es esencial una comprensión clara de los distintos métodos de medida con sus ventajas y desventajas propias para lograr una selección óptima del sistema más adecuado.

### **3.3.2.1 Técnicas de medición**

#### **a. Medición manual**

La medición manual de temperatura, utilizando "TERMÓMETROS ELECTRÓNICOS" es la más usada en la zona de Talara. Con exactitudes entre  $\pm 0.2\text{ }^{\circ}\text{C}$  (0 - 100  $^{\circ}\text{C}$ ) y  $\pm 0.4\text{ }^{\circ}\text{C}$  (> 100 $^{\circ}\text{C}$ ).

El termómetro electrónico disponible más común tiene una plomada pesada con una alta capacidad termal sobre la punta de prueba o cabeza del sensor.

La punta de prueba contiene un elemento sensible a la temperatura, el cual está conectado eléctricamente a circuitos electrónicos contenidos en el mecanismo de lectura.

#### **b. Medición puntual**

Suministra sondas de temperatura puntual. Las sondas pueden instalarse en cualquier ubicación del tanque.

#### **c. Medición media**

Medición de temperatura media basada en la medición de resistividad. Proporciona una solución de exactitud de  $\pm 0.3\text{ }^{\circ}\text{C}$ . La interfaz puede utilizarse en combinación con elementos PT100 de puntos múltiples o elementos de temperatura de resistencia múltiple.

#### **d. Medición múltiple**

Es para varios rangos de temperatura, para diversas aplicaciones en cualquier longitud deseada. La medición de temperatura se lleva a

cabo mediante una sonda de hasta 16 elementos. Dispone de una precisión de medición de  $\pm 0.1\text{ }^{\circ}\text{C}$ .

### 3.3.2.2 Selección de la técnica de medición

Las temperaturas en los tanques de almacenamiento varían significativamente con la profundidad, basándose en la precisión de la técnica utilizada y en la variación de temperaturas, la tecnología seleccionada fue: **Múltiple**.

### 3.3.2.3 Comparación de la Instrumentación

Dentro de las consideraciones que se van a tomar en cuenta en la selección de los medidores de temperatura son: precisión y rango de medición. Se realizará la comparación de las especificaciones técnicas de dos proveedores escogidos, como son: VAREC y ENRAF; para ello en la Tabla 3.3, se resumen sus especificaciones técnicas.

Marca	Modelo	Características
VAREC	Probe 4535	<ul style="list-style-type: none"> <li>▪ Medir temperaturas con una precisión de <math>\pm 0.1^{\circ}\text{C}</math>.</li> <li>▪ Aprobación a prueba de explosión para Clase I, División 1, Grupos C y D (Factory Mutual o del mismo nivel internacional).</li> <li>▪ Mide continuamente la temperatura promedio del producto.</li> <li>▪ Conexión eléctrica: <math>\frac{1}{2}</math>" NPT.</li> <li>▪ Conexión al proceso: Bridada 2" ANSI RF 150#.</li> <li>▪ Material de la brida: 400SS.</li> <li>▪ Comunicación con el indicador vía protocolo HART.</li> <li>▪ Rango de medición: -20 a 100 <math>^{\circ}\text{C}</math>.</li> </ul>



		<ul style="list-style-type: none"> <li>▪ Número de elementos: 8 PT100</li> </ul>
ENRAF	Vito LT 767	<ul style="list-style-type: none"> <li>▪ Medir temperaturas con una precisión de <math>\pm 0.1</math> °C.</li> <li>▪ Aprobación a prueba de explosión para Clase I, División 1, Grupos C y D (Factory Mutual o del mismo nivel internacional).</li> <li>▪ Mide continuamente la temperatura promedio del producto.</li> <li>▪ Conexión eléctrica: 3/4" NPT</li> <li>▪ Conexión al proceso: Bridada 2" ANSI RF 150#.</li> <li>▪ Material de la brida: 316SS.</li> <li>▪ Comunicación con el indicador vía protocolo HART.</li> <li>▪ Rango de medición: -55 a 135 °C.</li> <li>▪ Número de elementos: 9 PT100</li> </ul>

**Tabla 3.3: Características de medidores de temperatura**

#### **3.3.2.4. Selección del medidor de Temperatura**

El medidor se empleara para medir la temperatura en varios puntos del producto (Gasolina) en el tanque. Para lo cual se ha seleccionado el **MEDIDOR DE TEMPERATURA MULTIPLE DE LA MARCA VAREC MODELO PROBE 4535.**

##### **a. Alcances**

- Medidor de temperatura múltiple intrínsecamente segura para aplicaciones de control de inventario y transferencia de custodia.
- Debe ser combinado con varios dispositivos HART, tales como el medidor de nivel Radar y el Monitor al lado de Tanque.

- El Medidor de temperatura Múltiple mide la temperatura promedio del producto y convierte la entrada a una salida compatible HART.
- Los datos de temperatura son usados para el cálculo de la corrección del volumen (VCF) y el volumen estándar neto requerido para medición de inventario preciso.
- Con Display de visualización de variable.

#### **b. Características**

- Clasificación de protección: Intrínsecamente segura, para Clase I, División 1, Grupos C y D (Factory Mutual o del mismo nivel internacional).
- Mide continuamente la temperatura promedio del producto.
- Conexión eléctrica: (1) ½" NPT.
- Conexión al proceso: Bridada 2" ANSI RF 150#.
- Material de la brida: 400SS.
- Comunicación con el indicador de nivel Tank Side Monitor 4590 vía protocolo HART.
- Rango de medición: -20 a 100 °C.
- Número de elementos: 8 PT100.
- Espaciamiento entre elementos: 5.25 pies.
- Longitud de sonda: 42 pies.

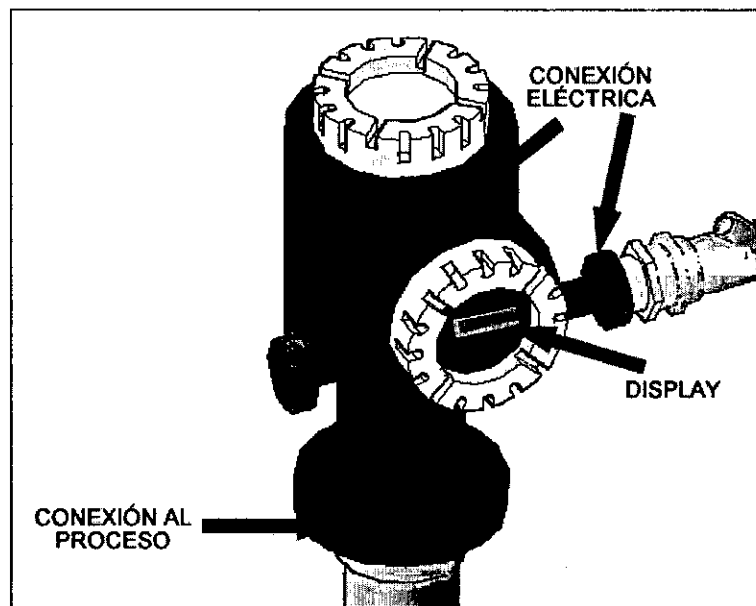
#### **c. Principio de Operación**

La sonda de temperatura promedio está basado en los elementos puntuales Pt100. Está comprendido por hasta 16 elementos de

temperatura dependientes de la altura del tanque y el espaciamiento de los elementos. Cada elemento consiste de un PT100 Clase A. Todos los elementos son continuamente escaneados para actualizar los datos de temperatura medida en el indicador de nivel aproximadamente cada 2 minutos.

#### **d. Diagrama de Conexionado**

Basándonos en la hoja técnica proporcionada por el fabricante del instrumento seleccionado, procedemos a elaborar el diagrama de conexión. En la figura 3.9, se muestra el instrumento físicamente, señalando sus partes externas; y en la figura 3.10, se muestra la conexión entre el medidor de temperatura y el monitor display.



**Figura 3.9: Forma física del medidor de temperatura VAREC PROBE 4535 (TIT - 6000)**

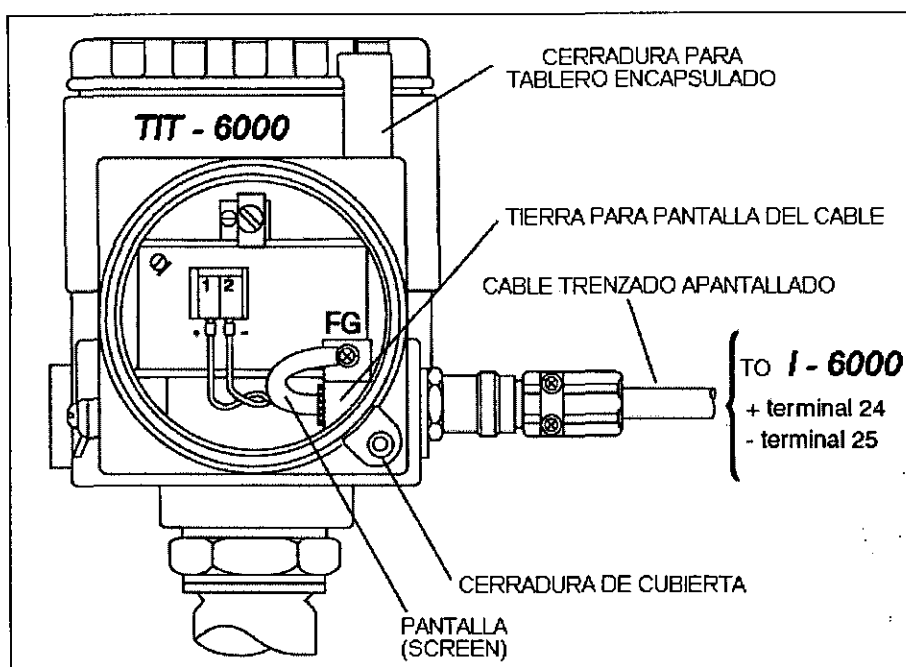


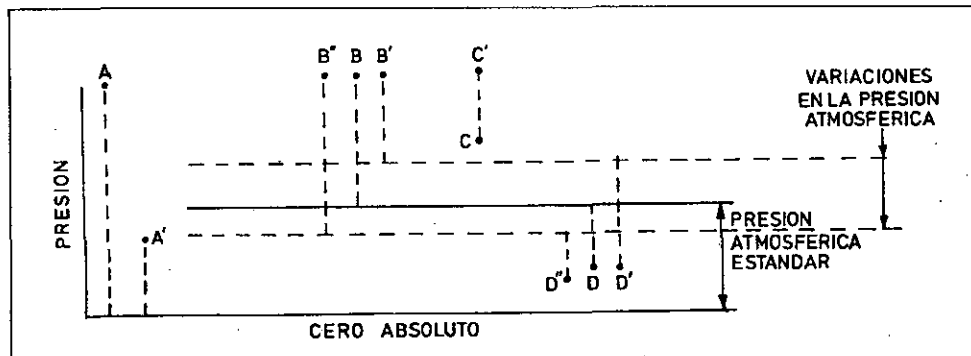
Figura 3.10: Conexión del medidor de temperatura VAREC PROBE 4535 (TIT - 6000)

### 3.3.3. Medidor de presión

El control de la presión en los procesos industriales da condiciones de operación seguras. Cualquier recipiente o tubería posee cierta presión máxima de operación y de seguridad, variando este de acuerdo con el material y la construcción. Las presiones excesivas no solo pueden provocar la destrucción del equipo, si no también puede provocar la destrucción del equipo adyacente y ponen al personal en situaciones peligrosas, particularmente cuando están implícitas, fluidos inflamables o corrosivos.

#### 3.3.3.1 Clases de presión.

La presión puede medirse en valores absolutos o diferenciales. En la Figura 3.11, se indican las clases de presión que los instrumentos miden comúnmente en la industria.



**Figura 3.11: Clases de presión**

- a. **Presión absoluta**, se mide con relación al cero absoluto de presión (puntos A y A' de la Figura 3.11).
- b. **Presión atmosférica**, es la presión ejercida por la atmósfera terrestre medida mediante un barómetro. A nivel del mar, esta presión es próxima a 760 mm. de mercurio absolutos o 14,7 PSIA (libras por pulgada cuadrada absolutas) y estos valores definen la presión ejercida por la atmósfera estándar.
- c. **Presión relativa**, es la determinada por un elemento que mide la diferencia entre la presión absoluta y la atmosférica del lugar donde se efectúa la medición (punto B de la figura). Hay que señalar que al aumentar o disminuir la presión atmosférica, disminuye o aumenta respectivamente la presión leída (puntos B' y B''), si bien ello es despreciable al medir presiones elevadas.
- d. **Presión diferencial**, es la diferencia entre dos presiones, puntos C y C' de la Figura 3.11.
- e. **Presión de vacío**, es la diferencia de presiones entre la presión atmosférica existente y la presión absoluta, es decir, es la presión

medida por debajo de la atmosférica (puntos D, D' y D" de la Figura 3.11). Viene expresado en mm. columna de mercurio, mm columna de agua o pulgadas de columna de agua.

### 3.3.3.2 Clasificación de los instrumentos de presión diferencial

Según se indica en el punto B.2.3.1.1 (Medición de Densidad) del documento Standard Practice for Level Measurement of Liquid Hydrocarbons in Stationary Tanks by Automatic Tank Gauging del API - MPMS (Manual of Petroleum Measurement Standards), la clase de presión que va a ser medida en el tanque de almacenamiento es Presión Diferencial.

El campo de aplicación de los medidores de presión diferencial es amplio y abarca desde valores muy bajos (vacío) hasta presiones de miles de bar.

Los instrumentos de presión diferencial se clasifican en tres grupos, según Tabla 3.4.

Instrumento	Señal	Precisión	Ventajas	Desventajas
Neumático	3-15 psi 0,2-1 bar	$\pm 0,5 \%$	<ul style="list-style-type: none"> <li>▪ Rapidez</li> <li>▪ Sencillez</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>▪ Uso de Aire limpio.</li> <li>▪ No guardan información.</li> <li>▪ Distancias limitadas.</li> <li>▪ Mantenimiento caro.</li> <li>▪ Baja precisión.</li> <li>▪ Sensible a vibraciones.</li> </ul>
Electro-mecánico	Analógica de 4-20 mA	$\pm 0,5 \%$ o mejor	<ul style="list-style-type: none"> <li>▪ Campo de medida más</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>▪ Sensible a vibraciones.</li> </ul>

			amplio. ▪ Bajo costo de mantenimiento. ▪ Configuración remota.	▪ Lento (para variables rápidas puede presentar problemas). ▪ Comunicación unidireccional.
Electrónico	Digital con Múltiples protocolos	$\pm 0,075\%$ o mejor	▪ Alta precisión ▪ Más estabilidad ▪ Fiable ▪ Autodiagnóstico ▪ Comunicación bidireccional ▪ Configuración remota ▪ Campo de medida más amplio ▪ Bajo coste mantenimiento	▪ Alto costo inicial. ▪ No intercambiable con otras marcas

**Tabla 3.4: Clasificación de Instrumentos de Presión Diferencial**

### **3.3.3.3 Selección de la técnica de medición**

Basándose en la precisión y ventajas del instrumento para la medición de presión diferencial, el instrumento de tecnología seleccionado fue: **Electrónico.**

### **3.3.3.4 Comparación de la instrumentación**

Dentro de las consideraciones que se van a tomar en cuenta en la selección del medidor de presión diferencial son: Precisión, rango de medición, tipo de conexión al proceso y protocolo de comunicación.

Se realizará la comparación de las especificaciones técnicas de seis proveedores escogidos, como son: ROSEMOUNT, ENDRESS + HAUSER, ABB, YAMATAKE, SIEMENS y FOXBORO; para ello en la Tabla 3.5 se resume.

Marca	Modelo	Características
ROSEMOUNT	1151DP	<ul style="list-style-type: none"> <li>▪ Libre ajuste de cero y Span (Máximo Rango) con o sin presión de referencia.</li> <li>▪ Clasificación de protección: A prueba de explosión, para Clase I, II y III, División 1, Grupos A-G (Factory Mutual o del mismo nivel internacional).</li> <li>▪ Conexión eléctrica: 1/2" NPT</li> <li>▪ Señal de comunicación: 4-20 mA con Hart.</li> <li>▪ Display: LCD.</li> <li>▪ Alojamiento: 316SS</li> <li>▪ Rango de medición: 100 psi</li> <li>▪ Precisión: +/- 0.075%</li> <li>▪ Conexión al proceso: 1/4"- 1/8".</li> </ul>
ENDRESS+HAUSER	PMD75	<ul style="list-style-type: none"> <li>▪ Libre ajuste de cero y Span con o sin presión de referencia.</li> <li>▪ Clasificación de protección: A prueba de explosión, para Clase I, II y III, División 1, Grupos A-G (Factory Mutual o del mismo nivel internacional).</li> <li>▪ Conexión eléctrica: 1/2" NPT</li> <li>▪ Señal de comunicación: 4-20 mA con Hart.</li> <li>▪ Display: LCD.</li> <li>▪ Alojamiento: Acero inoxidable AISI 316L.</li> <li>▪ Rango de medición: 45 psi (3 bares).</li> <li>▪ Precisión: +/- 0.075%</li> <li>▪ Calibración / Unidades: valor nominal / PSI; lineal.</li> </ul>



		<ul style="list-style-type: none"> <li>▪ Sello de proceso: FKM Vitón.</li> <li>▪ Conexión al proceso: Brida 2" 150 # RF.</li> </ul>
ABB	265DS	<ul style="list-style-type: none"> <li>▪ Libre ajuste de cero y Span con o sin presión de referencia.</li> <li>▪ Clasificación de protección: A prueba de explosión, para Clase I, II y III, División 1, Grupos A-G (Factory Mutual o del mismo nivel internacional).</li> <li>▪ Conexión eléctrica: 1/2" NPT</li> <li>▪ Disponible en múltiples protocolos</li> <li>▪ Display: LCD.</li> <li>▪ Alojamiento: Acero inoxidable AISI 316L.</li> <li>▪ Rango de medición con del sensor: 14.5 a 1450 psi</li> <li>▪ Precisión: +/- 0.04%</li> <li>▪ Conexión al proceso: 1/4"- 1/8"</li> </ul>
YAMATAKE	STC 929	<ul style="list-style-type: none"> <li>▪ Libre ajuste de cero y Span con o sin presión de referencia.</li> <li>▪ Clasificación de protección: A prueba de explosión, para Clase I, II y III, División 1, Grupos A-G (Factory Mutual o del mismo nivel internacional).</li> <li>▪ Conexión eléctrica: 1/2" NPT</li> <li>▪ Señal de comunicación: 4-20 mA con Hart.</li> <li>▪ Display: LCD.</li> <li>▪ Alojamiento: Acero al carbono y 316SS</li> <li>▪ Rango de medición: 5 a 507 psi</li> <li>▪ Precisión: +/- 0.2%</li> <li>▪ Conexión al proceso: Brida 2" 150 # RF.</li> </ul>
SIEMENS	Sitrans P DS III	<ul style="list-style-type: none"> <li>▪ Libre ajuste de cero y Span con o sin presión de referencia.</li> <li>▪ Clasificación de protección: A prueba de explosión, para Clase I, II y III, División 1, Grupos A-G (Factory Mutual o del mismo</li> </ul>

		<p>nivel internacional).</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>▪ Conexión eléctrica: 1/2" NPT</li> <li>▪ Disponible en múltiples protocolos</li> <li>▪ Display: LCD.</li> <li>▪ Alojamiento: Acero inoxidable AISI 316</li> <li>▪ Rango de medición: 62 psi</li> <li>▪ Precisión: +/- 0.075%</li> <li>▪ Conexión al proceso: Brida 2" 150 # RF.</li> </ul>
FOXBORO	IDP 10	<ul style="list-style-type: none"> <li>▪ Libre ajuste de cero y Span con o sin presión de referencia.</li> <li>▪ Clasificación de protección: A prueba de explosión, para Clase I, II y III, División 1, Grupos A-G (Factory Mutual o del mismo nivel internacional).</li> <li>▪ Conexión eléctrica: 1/2" NPT</li> <li>▪ Señal de comunicación: 4-20 mA</li> <li>▪ Display: LCD.</li> <li>▪ Alojamiento: Acero inoxidable AISI 316</li> <li>▪ Rango de medición: 10-300 psi</li> <li>▪ Precisión: +/- 0.2%</li> <li>▪ Conexión al proceso: Brida 2" 150 # RF.</li> </ul>

**Tabla 3.5: Características de medidores de temperatura**

### **3.3.3.5 Selección del Medidor de Presión**

El medidor de presión se empleará para calcular la densidad a través de la diferencia de presión, y será instalado al pie de tanque, para facilitar la visualización por parte del operador.

Se ha seleccionado **EL MEDIDOR DE PRESIÓN DIFERENCIAL MARCA ENDRESS+HAUSER MODELO PMD75.**

**a. Alcances**

- Transmisor de Presión Diferencial, inteligente con protocolo de comunicación HART.
- Proveerá el parámetro para que el software calcule la densidad y masa, para considerar la implementación a futuro con el software SCADA.

**b. Características**

- Libre ajuste de cero y Span con o sin presión de referencia.
- Clasificación de protección: A prueba de explosión, para Clase I, II y III, División 1, Grupos A-G (Factory Mutual o del mismo nivel internacional).
- Conexión eléctrica: 1/2" NPT
- Señal de comunicación: 4-20 mA con Hart.
- Display: LCD.
- Alojamiento: Acero inoxidable AISI 316L.
- Rango de medición: 45 psi (3 bares).
- Precisión: +/- 0.075%
- Calibración / Unidades: valor nominal / psi; lineal.
- Sello de proceso: FKM Vitón.
- Conexión al proceso: Brida 2" 150 # RF.

**d. Diagrama de Conexionado**

Basándonos en la hoja técnica proporcionada por el fabricante del instrumento seleccionado, procedemos a elaborar el diagrama de

conexión. En la figura 3.12, se muestra el instrumento físicamente, señalando sus partes externas; y en la figura 3.13, se muestra la conexión entre el medidor de presión y el monitor display.

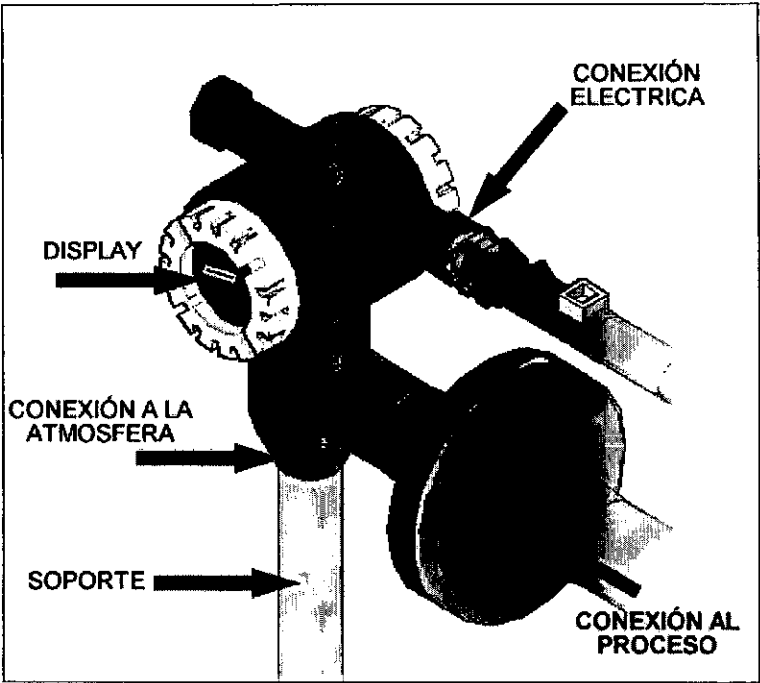


Figura 3.12: Forma física del medidor de presión ENDRESS+HAUSER PMD75 (PIT - 6000)

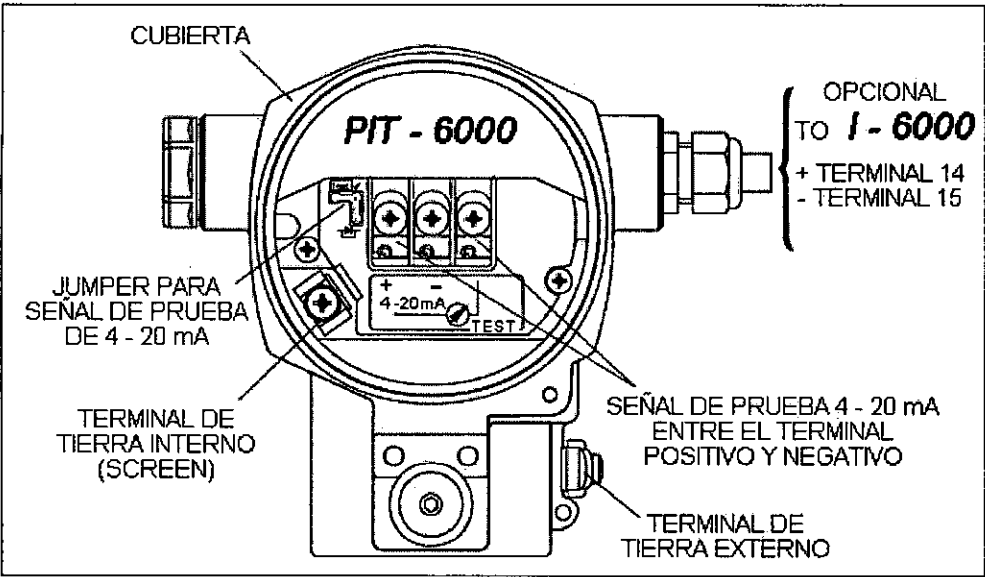


Figura 3.13: Conexión del medidor de presión ENDRESS+HAUSER PMD75 (PIT - 6000)

### **3.3.4 Interruptores de Nivel**

Debido a lo exigido por la ley de hidrocarburos 26221 y al diseño elaborado, se ha seleccionado el **INTERRUPTOR DE NIVEL DE LA MARCA MAGNETROL MODELO B73.**

Selección que ha sido basado en la experiencia del Sector Ingeniería de Talara.

#### **a. Alcances**

- Interruptores de nivel de tipo de jaula externa que son unidades completamente autónomas diseñadas para el montaje al lado de un tanque o con conexiones de tubo roscadas o bridas. Estas unidades son un estándar en la Industria y Refinerías de Petróleo y Plantas Químicas, miles de estos interruptores están al servicio diario en todo el mundo.

#### **b. Características**

- Cámara de acero al carbón y flotador de 316 acero inoxidable
- Temperaturas de Proceso hasta +1000 F ° (+538 ° C).
- Rango de gravedad específica tan bajo como 0.32
- Tipo de interruptor: SPDT (single point double terminal) contacto seco. Mecanismos de interruptor Simples y múltiples disponibles
- Interruptores disponibles en: NEMA 4X/7/9 la Clase I, la división 1 Grupos C y el polímero D cubierto de aluminio.
- Tipo de Conexión al proceso: Roscado 1" x150#.

### c. Principio de operación

Un imán permanente es conectado a un actuador cuando hay subida de nivel (rising level), el interruptor giratorio sube debido a nivel líquido, el flotador levanta el mango de atracción dentro del campo del imán, con el cierre del resorte en el tubo de encapsulamiento no magnético.

El tubo de encapsulamiento proporciona un límite de presión estático entre el mecanismo de interruptor y el proceso. Una bajada en el nivel (falling level), el resorte se retrae y el imán del interruptor queda deshabilitado. Ver Figura 3.8.

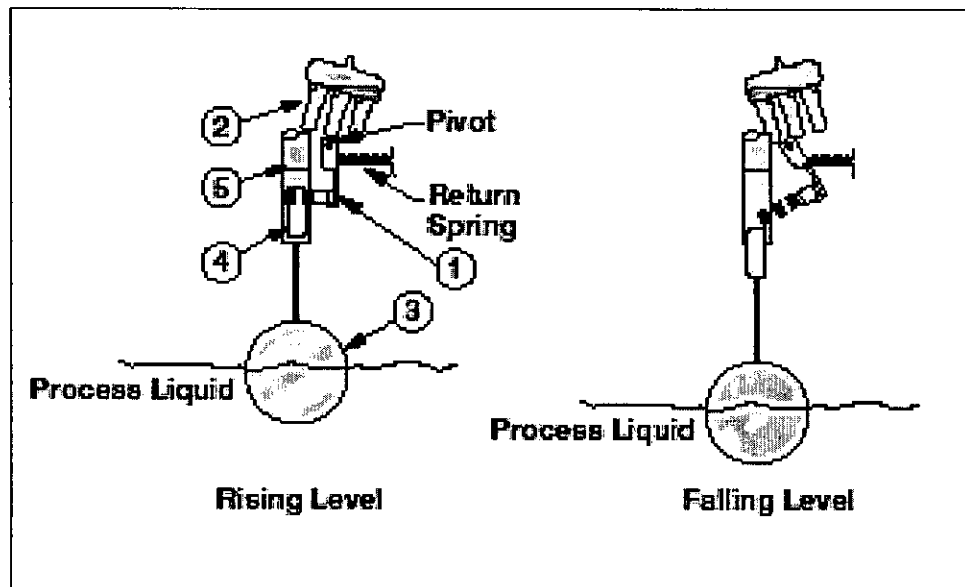


Figura 3.14: Interruptor de nivel

### d. Diagrama de conexión

Basándonos en la hoja técnica proporcionada por el fabricante del instrumento seleccionado, procedemos a elaborar el diagrama de conexión. En la figura 3.15, se muestra el instrumento físicamente, señalando sus partes externas; y en la figura 3.16, se muestra la conexión entre el switch de nivel y el monitor display.

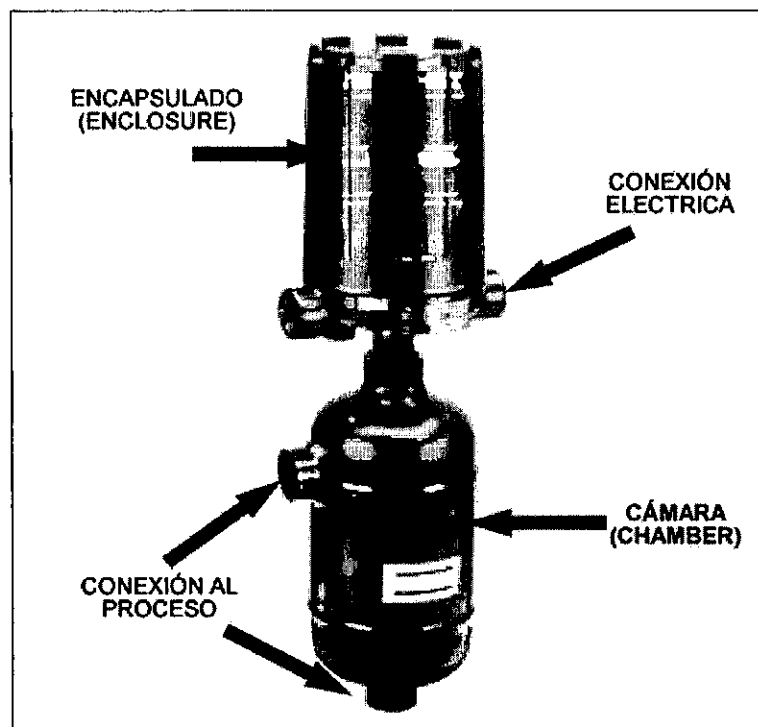


Figura 3.15: Forma física del interruptor de nivel MAGNETROL B73  
(LSH - 6000 y LSH - 6000)

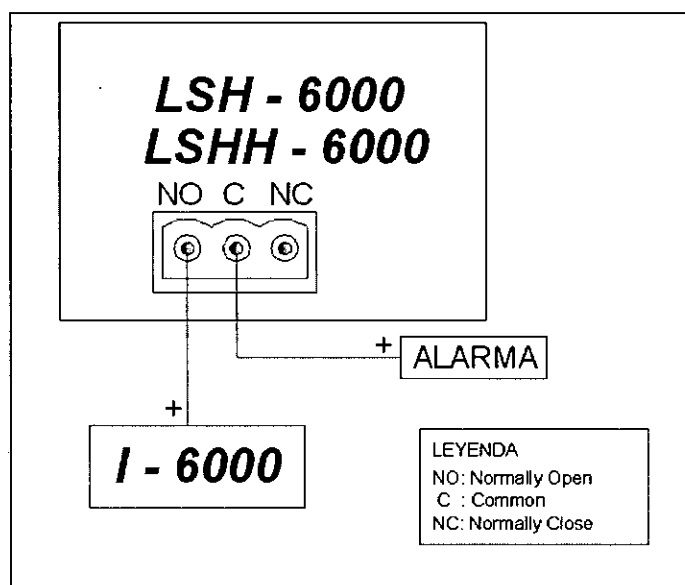


Figura 3.16: Diagrama de conexión del interruptor de nivel MAGNETROL B73  
(LSH - 6000 y LSH - 6000)

### **3.3.5 Display al lado del Tanque**

El display indicador al lado del tanque, se empleará para visualizar el nivel y temperatura del producto (Gasolina) en el tanque, instalado al pie de tanque, para facilitar la visualización por parte del operador y por ingeniería se recomienda que sea de la misma marca de los instrumentos de medición, se empleara un **MONITOR DISPLAY DE LA MARCA VAREC MODELO 4590**.

#### **a. Alcances**

- Montaje al lado del tanque. Tiene la capacidad de ser instalado hasta 1200m (Conexión local HART).
- Proveerá indicación de datos de nivel y temperatura medidos y estado de operación.
- Varios tipos de protocolos de comunicación estándar en la industria incluyendo Sakura V1, EIA-485 MODBUS, Whessoematic WM550, ENRAF BPM. Aprobado para el empleo en áreas peligrosas a prueba de explosión, calibración digital.

#### **b. Características**

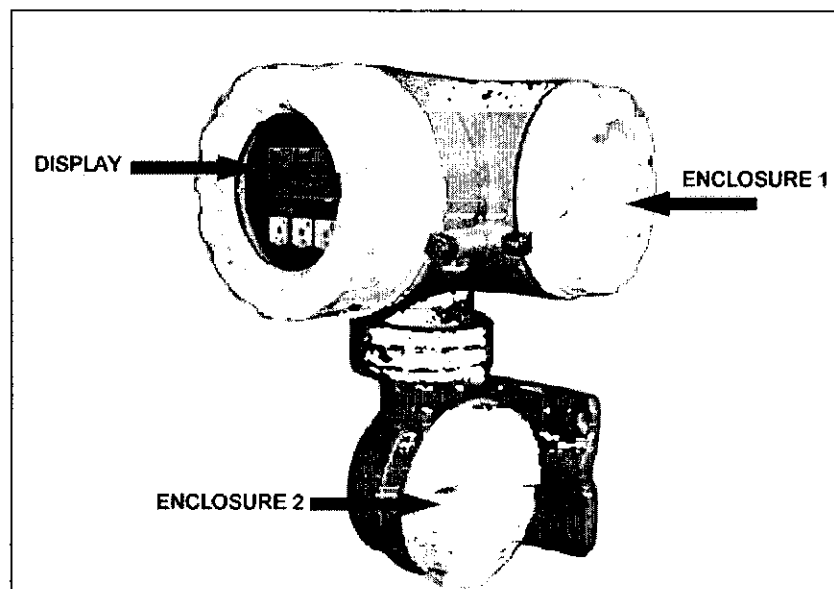
- Interfaces con el Software FuelsManager vía la Unidad Remota Terminal (RTU), que proporciona la comunicación al PLC, DCS y sistemas SCADA.
- Clasificación de protección: A prueba de flama; a prueba de explosión, para Clase I, División 1, Grupos A, B, C y D (Factory Mutual o del mismo nivel internacional).
- Conexión eléctrica: 3/4" NPT:
- Suministro de energía: 18 a 50 VDC.



- Módulos de I/O digitales: 2
- Comunicación con medidor Tipo Radar y medidor multipunto, vía protocolo HART.

**c. Diagrama de conexionado**

Basándonos en la hoja técnica proporcionada por el fabricante del instrumento seleccionado, procedemos a elaborar el diagrama de conexión. En la figura 3.17, se muestra el instrumento físicamente, señalando sus partes externas; en la figura 3.18 y 3.19, se muestra la conexión entre el medidor de presión y el monitor display.



**Figura 3.17: Forma física del Monitor Display VAREC 4590 (I - 6000)**

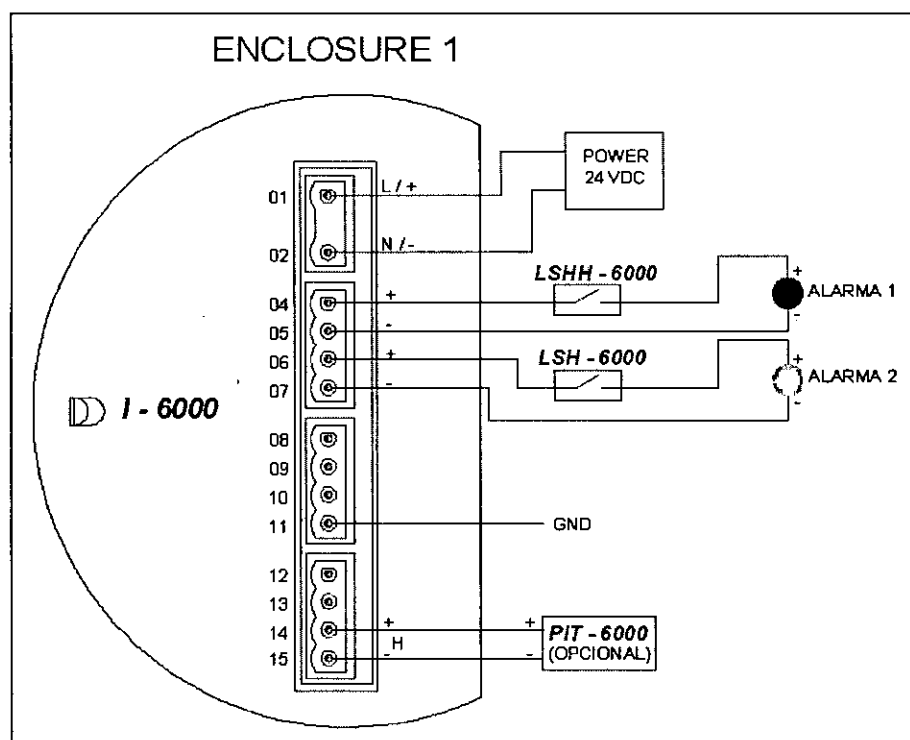


Figura 3.18: Diagrama de conexión del Monitor Display VAREC 4590 (I - 6000)

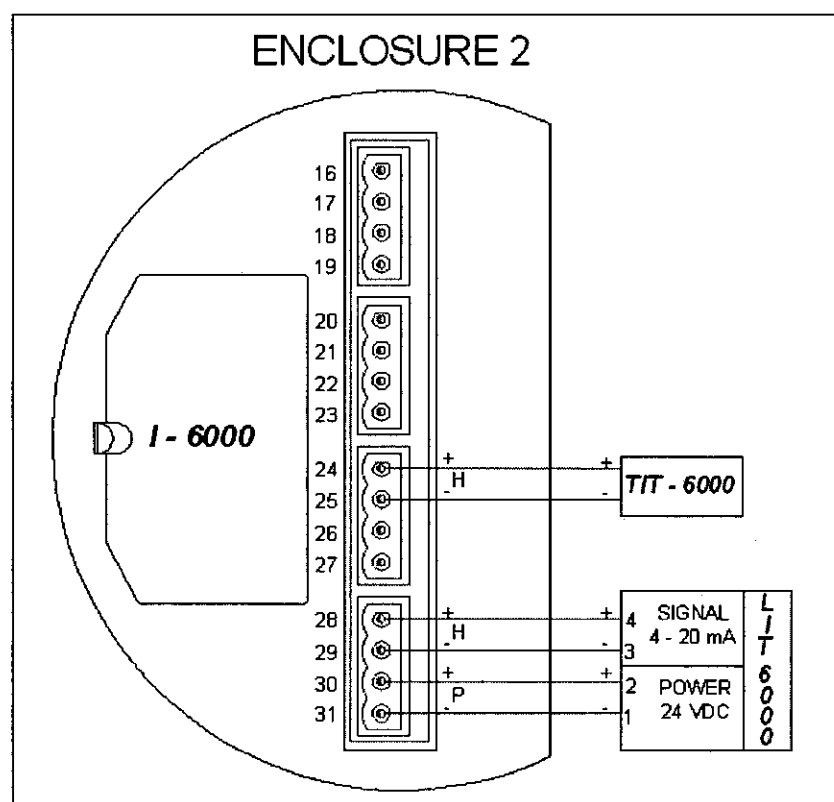


Figura 3.19: Diagrama de conexión del Monitor Display VAREC 4590 (I - 6000)

### 3.4. Lógica de instrumentación

Los símbolos y diagramas son usados en el control operativo para indicar la aplicación en el proceso, el tipo de señales empleadas, la secuencia de componentes interconectadas y de alguna manera, la instrumentación empleada. La Sociedad de Instrumentistas de América (ISA por sus siglas en inglés Instruments Society of America) publica normas para símbolos, términos y diagramas que son generalmente reconocidos en la industria. Este acápite está basado en esas normas y ayudará a utilizar e interpretar los símbolos empleados en el control de operaciones.

#### 3.4.1. Identificación del Instrumento

Los instrumentos son generalmente identificados por números en una etiqueta. El número de la etiqueta identifica (1) la función en el proceso u operación y (2) el lazo de control en el cual está localizado. La Figura 3.20 indica cómo las letras y los números son seleccionados y agrupados para lograr una rápida identificación.

Primera Letra	Letras Subsecuentes	Número del Lazo de control
T	I T	6000
Identificación Funcional		Identificación del lazo

Figura 3.20: Nomenclatura de Identificación del Instrumento

La función o variable de operación puede ser fácilmente asociada con el tipo de medición hecha en el proceso. Así, el TIT (Transmitter Indicador Temperature por sus siglas en ingles) mostrado en la figura 3.11, identifica un Transmisor Indicador de Temperatura.

La Tabla 3.6 muestra las letras correspondientes a la lógica de instrumentación, las cuales son leídas de derecha a izquierda, debido a sus siglas en inglés.

Primera Letra(S)		Letras Posteriores			
Variable de Proceso	Modificador	Lectura de salida	Salida	Modificador	
A análisis		A alarma			
B quemador de flama		*	*	*	
C conductividad			C controlador		
D densidad	D diferencial				
E voltaje		E elemento primario		*	
F flujo	F relación				
G calibre		G vidrio			
H manual			H alto HH alto alto		
I corriente		I indicador	indicador		
J potencia	J muestrear				
K tiempo			K estación de control		
L nivel		L luz	L bajo LL bajo bajo		
M humedad				M medio	
N *		*	*	*	
O *		O orificio			
P presión		P punto			
Q cantidad	Q integrado				
R radioactividad		R registrador			
S velocidad	S seguridad		S interruptor		
T temperatura			T transmisor		
U multivariable		U multifunción	U multifunción	U multifunción	
V viscosidad			V válvula		
W peso		W pozo			
X					
Y *			Y relé		
Z posición			Z drive		

Tabla 3.6: Simbología de Instrumentación

### 3.4.2 Diagrama de Instrumentación P&ID

Para la confección de nuestro diagrama P&ID (Piping and Instrumentation Diagram) utilizamos la norma ISA S5.1. Ver Tabla 3.6.

Este P&ID va a ser diseñado usando la Tabla 3.6, donde identificaremos las variables y funciones de los instrumentos empleados. Ver Figura 3.21.

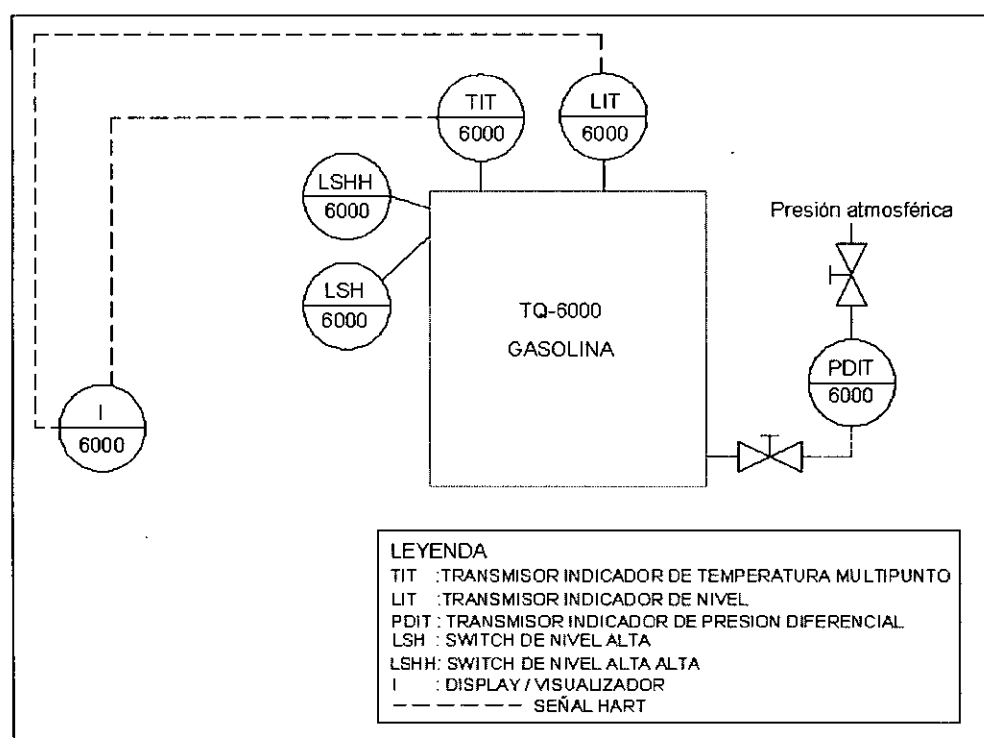


Figura 3.21: P&ID de tanque de techo flotante

### 3.5. Selección del canal de comunicación

Hoy en día, hay diferentes protocolos de comunicación estandarizados para los diferentes fabricantes de instrumentos y es por ello que cada fabricante tiene además de su propio protocolo de comunicación, para llevar el tipo de señal remotamente y que pueda enlazar o amarrar a sus propios protocolos, un protocolo de comunicación comúnmente conocido que puede ser el MODBUS, HART, entre otros.

### **3.5.1 Protocolo de Buses de Comunicación Estandarizados**

#### **a. Protocolo PROFIBUS,**

Norma internacional de bus de campo de alta velocidad para control de procesos normalizada en Europa por EN 50170.

Existen tres perfiles:

- **PROFIBUS DP (Decentralized Periphery)**, orientado a sensores / actuadores enlazados a procesadores (PLCs) o terminales.
- **PROFIBUS PA (Process Automation)**, para control de proceso y cumpliendo normas especiales de seguridad para la industria química (IEC 11158-2, seguridad intrínseca).
- **PROFIBUS FMS (Field bus Message Specification)**, para comunicación entre células de proceso o equipos de automatización.

Las distancias potenciales de bus van de 100 m a 24 Km. (con repetidores y fibra óptica). La velocidad de comunicación puede ir de 9600 bps a 12 Mbps.

#### **b. Protocolo HART (High Away Adressed Remote Terminal)**

Es un protocolo para bus de campo soportado por la HART COMMUNICATION FOUNDATION y la FIELDBUS FOUNDATION, su campo de aplicación básico es la comunicación digital sobre las líneas analógicas clásicas de los sistemas de instrumentación, manteniendo éstas en servicio. Sus prestaciones como bus de campo son reducidas.

Utiliza el bus analógico estándar 4-20 mA sobre el que transmite una señal digital modulada en frecuencia. Transmite a 1200 bps manteniendo

compatibilidad con la aplicación analógica inicial y sobre distancias de hasta 3 Km. Normalmente funciona en modo maestro-esclavo.

### **c. Protocolo MODBUS**

En su definición inicial MODBUS era una especificación de tramas, mensajes y funciones utilizadas para la comunicación con los PLCs MODICON. MODBUS puede implementarse sobre cualquier línea de comunicación serie y permite la comunicación por medio de tramas binarias con un proceso interrogación-respuesta simple. Debido a que fue incluido en los PLCs de la prestigiosa firma MODICON en 1979, ha resultado un estándar de facto para el enlace serie entre dispositivos industriales.

MODBUS PLUS define un completo bus de campo basado en técnica de paso de testigo. Se utiliza como soporte físico el par-trenzado o fibra óptica.

En la actualidad MODBUS es soportado por el grupo de automatización SCHNEIDER (TELEMECHANIQUE, MODICON).

### **3.5.2 Comparación de los Protocolos de Comunicación**

Cada protocolo tiene un rango de aplicación, fuera del mismo disminuye el rendimiento y aumenta la relación costo / prestación. En muchos casos no se trata de protocolos que compitan entre sí, sino que se complementan.

A continuación se presenta un cuadro comparativo entre los 3 principales protocolos estándar. Ver Tabla 3.7.

PROTOCOLOS DE COMUNICACIÓN ESTÁNDAR		
PROFIBUS	MODBUS	HART
<ul style="list-style-type: none"> <li>Puede ser conectado en red desde el nivel de campo hasta el nivel de célula.</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>Utilizado en complejas comunicaciones entre PLC.</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>Aplicación básica en los dispositivos de campo.</li> </ul>
<ul style="list-style-type: none"> <li>Comunicación digital</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>Comunicación digital</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>Comunicación analógica 4 – 20 mA.</li> </ul>
<ul style="list-style-type: none"> <li>Alto costo</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>Alto costo</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>Bajo costo</li> </ul>
<ul style="list-style-type: none"> <li>Puede alcanzar hasta 1.2 Km.</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>Alcanza 1.2 Km. de distancia.</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>Longitud máxima del cable 1.9 Km.</li> </ul>
<ul style="list-style-type: none"> <li>Mercado laboral peruano carente de capacitación para aplicación de esta tecnología.</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>Mercado laboral peruano carente de capacitación para aplicación de esta tecnología.</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>Fácil de usar y comprender.</li> </ul>

**Tabla 3.7: Comparación entre Protocolos de Comunicación**

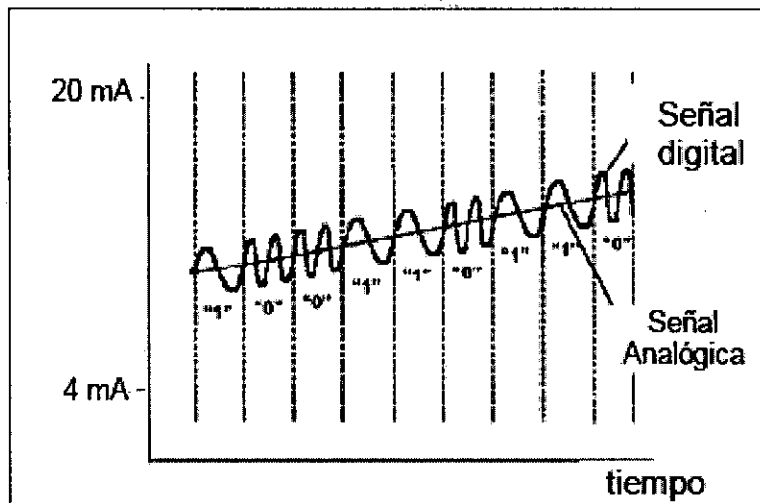
### **3.5.3 Selección del canal de comunicación**

Por las características mencionadas arriba, podemos notar que el más factible es el protocolo HART, debido a que este protocolo no solo es de fácil acceso y de fácil comprensión, sino que también brinda las prestaciones necesarias para nuestro diseño, a continuación se detalla el fundamento tecnológico del protocolo elegido.

#### **Fundamento Tecnológico de HART**

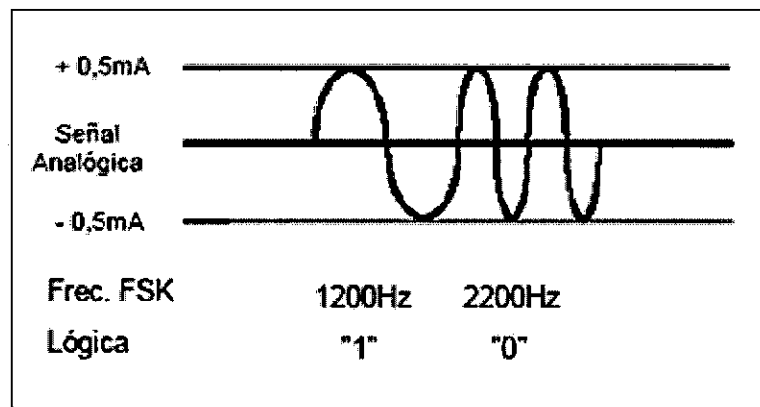
El protocolo HART utiliza el estándar Bell 202 FSK (Codificación por Cambio de Frecuencia) para superponer las señales de comunicación digital al bucle de corriente 4-20mA, como se muestra en la Figura 3.22.





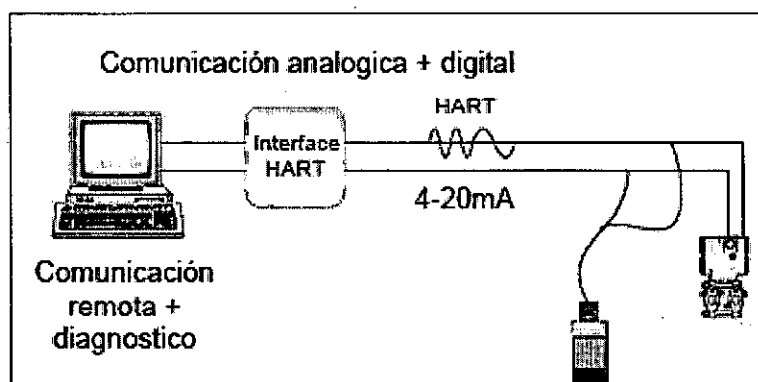
**Figura 3.22: Comunicación digital HART superpuesta a la señal analógica de 4-20mA**

La información binaria es representada mediante una señal de dos frecuencias distintas. Un cero lógico es representado por una frecuencia de 2200Hz, mientras un uno lógico es representado por una frecuencia de 1200Hz. Estos tonos se superponen a la señal de continua, y como la señal de AC tiene un valor promedio cero, la señal de continua no es afectada como se muestra en la Figura 3.23.



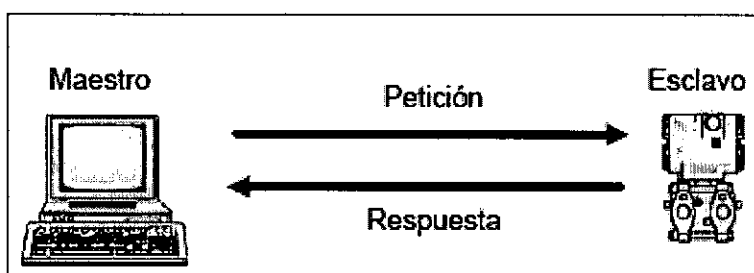
**Figura 3.23: Codificación FSK del protocolo HART sobre la señal analógica 4-20mA**

El protocolo HART permite la comunicación digital en los dos sentidos de forma que es posible enviar información adicional a la variable de proceso transmitida hacia o desde un instrumento de campo inteligente. La variable de proceso es portada por la señal analógica mientras que mediante la comunicación digital se accede a medidas adicionales, parámetros de proceso, configuración de instrumentos, calibración e información de diagnóstico que mediante el protocolo HART viaja sobre el mismo cable y simultáneamente a la señal analógica. Esto supone una gran ventaja a la hora de implantar esta tecnología de comunicación digital, frente a otras tecnologías digitales, ya que es compatible con los sistemas existentes. HART es principalmente un protocolo maestro/esclavo lo que significa que el dispositivo de campo (esclavo) habla solo cuando es preguntado por un maestro. En una red HART dos maestros (primario y secundario) pueden comunicar con un dispositivo esclavo. Los maestros secundarios pueden comunicarse con los dispositivos de campo sin distorsionar la comunicación con el maestro primario. Un maestro primario puede ser típicamente un DCS (Sistema Distribuido de Control), un PLC, o un sistema central de monitorización o control basado en PC, mientras un maestro secundario puede ser un comunicador portátil. Una configuración típica con dos maestros se muestra en la Figura 3.24.



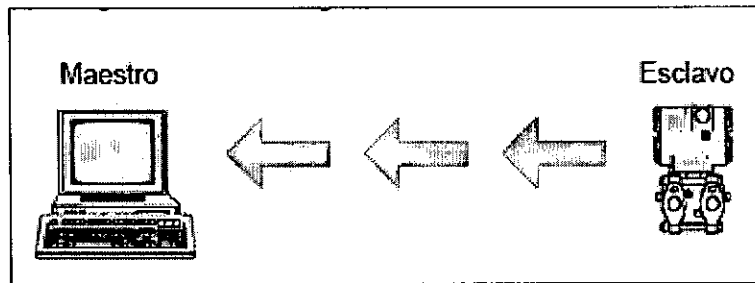
**Figura 3.24: Configuración con dos maestros para acceder a la información de campo**

Dentro del protocolo HART existen varios modos para la comunicación de información desde/hacia instrumentos de campo inteligentes y el controlador central o equipos de monitorización. La comunicación digital maestro/esclavo simultánea con la señal analógica 4-20mA mostrada en la Figura 3.25 es la más común. Este modo, permite que el esclavo responda a los comandos-peticiones del maestro 2 veces por segundo, mientras que la señal analógica, que es continua, puede seguir portando la variable de control.



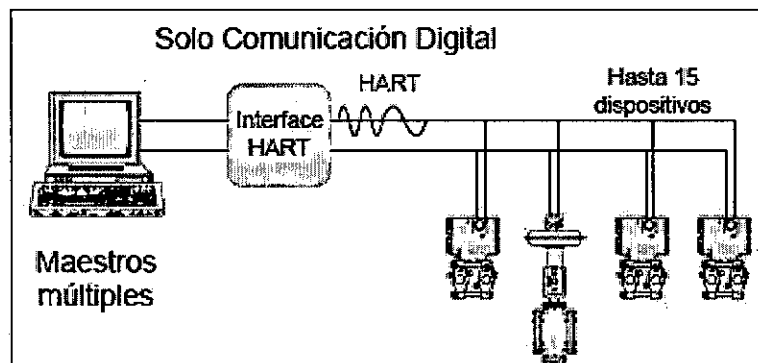
**Figura 3.25: Comunicación HART maestro-esclavo**

Otro modo de comunicación opcional es el modo "Burst" mostrado en la Figura 3.26, que permite que un único dispositivo esclavo emita continuamente un mensaje HART de respuesta estándar.



**Figura 3.26: Comunicación HART modo "Burst". (Opcional)**

El protocolo HART también tiene la capacidad de conectar múltiples dispositivos de campo sobre el mismo par de hilos en una configuración de red multipunto como la que se muestra en la Figura 3.27. En la configuración multipunto, la comunicación está limitada a la comunicación digital maestro/esclavo. La corriente a través de cada dispositivo esclavo se fija al mínimo valor para alimentar el dispositivo y no tiene ningún significado relativo al proceso.



**Figura 3.27: Conexión de dispositivos HART en red multipunto**

Desde la perspectiva de la instalación, para las señales de comunicación HART se utiliza el mismo cable usado para transmitir la señal analógica 4-20mA. Las longitudes de cable permitidas van a depender del tipo de cable utilizado y del número de dispositivos conectados.

## **CAPÍTULO IV**

### **PROCEDIMIENTO PARA LOS TRABAJOS DE REEMPLAZO DE UN TANQUE DE TECHO FIJO POR TECHO FLOTANTE**

#### **4.1 Trabajos preliminares**

##### **a) Ingeniería de detalle y especificaciones técnicas**

Realizar la recopilación de información, de campo y de archivo del tanque que va ser intervenido, necesaria para elaborar la ingeniería de detalle y especificaciones.

Asimismo se realizará la elaboración del Cronograma de ejecución programado y real del proyecto.

##### **b) Estudio de impacto ambiental, plan de contingencia y estudio de riesgos**

Realizar el estudio de Impacto Ambiental, la preparación de los planes de contingencia durante la ejecución de los trabajos y después que el proyecto esté terminado; los cuales deben hacerse aprobar por la Dirección General de Asuntos Ambientales. Asimismo se debe realizar el estudio de riesgos.

##### **c) Gestión de autorizaciones y permisos**

Gestionar todas las autorizaciones y permisos requeridos, elaborando toda la información que se requiera.

Dentro de los permisos y autorizaciones, considerar lo siguiente:

- Informe Técnico Favorable de instalación, uso y funcionamiento (OSINERG).
- Autorización de instalación, uso y funcionamiento.

➤ Cálculo y gestión de aprobación de las Tablas de Cubicación.

**d) Movilización, desmovilización de equipos, caseta provisional y baño químico**

Suministrar, reunir y transportar equipos, materiales y facilidades al lugar de la ejecución del servicio, incluyendo equipo mecánico, materiales y todo lo necesario para instalarse en el lugar de trabajo.

La desmovilización debe incluir el retiro y traslado de equipos y herramientas de trabajo, una vez finalizadas éstas. Queda entendido que se deberá efectuar la limpieza total de las áreas de trabajo que fueron ocupadas, así como la remediación de la infraestructura afectada como consecuencia de la ejecución del servicio; hasta quedar igual o en mejores condiciones que antes. La limpieza del área de trabajo y retiro de desmonte debe ser diariamente.

Se instalará en el frente de trabajo una caseta que hará de oficina/almacén provisional de 50 m<sup>2</sup>; en la cual se guardaran todas las herramientas, equipos y materiales necesarios para la correcta ejecución del proyecto. Los materiales de la caseta provisional deben ser de triplay (espesor de 4 mm.).

**4.2 Instalación de Techo Flotante**

Para la construcción del techo flotante se requiere que se suministre y construya una obra falsa en el interior del tanque. La obra falsa permitirá colocar las planchas del techo en una posición perfectamente horizontal en la zona de la cubierta (zona central). En la zona de los pontones las planchas

serán colocadas con una cierta pendiente en sentido radial, tal como se indica en el plano TAN – 6000 – 01, de ensamble general del techo flotante.

El trabajo comprende la revisión, limpieza, cuadrado, rolado, corte, biselado y soldado de las planchas y perfiles.

**a) Limpieza interior, desgasificación del tanque**

El tanque deberá estar completamente vacío, desgasificado y limpio de crudo en su interior, listo para su intervención.

**b) Suministro y transporte de materiales**

Se debe suministrar y transportar todos los materiales (planchas, estructuras, etc.) necesarios para la instalación del techo flotante, desde los almacenes de los proveedores hasta el lugar de trabajo.

**c) Construcción e Instalación del anillo de rigidez**

Previo al desmontaje del techo fijo, se debe diseñar, suministrar e instalar el anillo de rigidez, de tal manera que permita mantener la verticalidad y circunferencialidad dentro de los valores permisibles, según los requerimientos del API 650.

Se debe elaborar el procedimiento adecuado para el retiro del techo cónico, con el fin de no dañar el anillo superior.

**d) Desmontaje del techo fijo y transporte de material sobrante**

El desmontaje del techo se realizará de tal manera que se pueda reutilizar los materiales y no deben ser considerados como chatarra, sin previa calificación del inspector.

Se retirará planchas, vigas radiales, vigas circunferenciales, ángulos de rigidez y columnas del techo fijo. Todo lo desmontado que no sea considerado como chatarra será entregado al usuario; los materiales chatarra serán transportados a lugares indicados por el usuario.

**e) Construcción y retiro de “Obra Falsa”**

Una vez soldado en su totalidad el pontón, pero instalado provisionalmente a fin de tener una superficie nivelada para el montaje y soldeo de las planchas internas del diafragma (membrana formada por planchas) del techo, es necesario instalar un sistema de “Obra Falsa” para tener las planchas del techo en un plano horizontal paralelo al fondo del tanque. Entendiéndose por “Obra Falsa” a la estructura de soporte del techo en circunstancias requeridas para los trabajos de soldadura.

Culminado los trabajos, se procederá a retirar la “Obra Falsa” instalada.

**f) Diseño, suministro e instalación de Techo Flotante Externo del tipo Pontón**

El flujo del fluido transportado en el ingreso/salida a considerar en el diseño será de 9000 BPH (Barriles / hora).

Los resultados del registro de Verticalidad y Circunferencialidad del Tanque, deben encontrarse dentro de los valores tolerables según los requerimientos del API 653.

Se deberá efectuar el diseño considerando que la altura máxima de llenado operativo será de 36 pies, así mismo se debe tomar en cuenta la edición vigente del API 650 “Manufacturing, Distribution and Marketing Department”.



El techo flotante será externo del tipo Pontón y deberá disponer de Sello Primario y Sello Secundario; en el plano TAN-6000-09 se muestra un diseño referencial. El Sello Primario será del tipo Bolsa (no metálico), montado en vapor (vapor mounted). El sello secundario será instalado sobre el anillo del techo flotante (rim mounted), el material debe ser elastomérico. En el Anexo 4.1 se adjunta esquemas de los sellos.

Asimismo de ser necesario se debe incluir el suministro e instalación del sistema de drenaje de lluvias del techo flotante y efectuar el diseño, la confección e instalación de la escalera exterior al techo flotante (escalera deslizante) y plataforma superior; según requerimiento del API 650.

**g) Pruebas**

Conjuntamente con el usuario se efectuará la inspección general de las nuevas instalaciones; antes de iniciar con las pruebas.

Se efectuaran las pruebas que sean necesarias (Prueba de vacío en techo flotante; verticalidad y circunferencialidad; flotabilidad del techo; tintes penetrantes y placas radiográficas en soldadura, prueba sistema contraincendio, prueba hidrostática de las tuberías, etc.) con sus respectivos protocolos de funcionamiento; serán reportados en el Informe Final.

**h) Arenado y pintado en superficies metálicas**

Una vez terminados los trabajos de metal – mecánica, se procederá a ejecutar el arenado y posterior pintado del techo flotante.

#### **4.3 Instalación de Sistema Contraincendio y Sistema de Enfriamiento**

Se debe diseñar, suministrar e instalar, a todo costo, el Sistema de Inyección de Agua - Espuma Contraincendio y el Sistema de enfriamiento, tomando como referencia el sistema de inyección indicado en el plano TAN-6000-05.

Una vez terminados los trabajos de metal – mecánica, se procederá a ejecutar el arenado y posterior pintado de las tuberías y soportes de cada uno de los sistemas.

#### **4.4 Instalación del sistema de telemetría (ver plano TAN – 6000 – 06)**

##### **Descripción de trabajos**

##### Obras Civiles

- Construcción de base para el montaje de Equipos

##### Obras Mecánicas

- Soldado de boquillas y bridas de las conexiones de proceso de los instrumentos.
- Instalación del “stilling well y del termopozo ubicados en el punto superior del tanque, de acuerdo a alcances del Servicio y recomendaciones de Informe de Ingeniería aprobado por usuario (ver plano TAN – 6000 – 07).
- Construcción y montaje de soportes para equipos y para tuberías conduits.
- Construcción de soportes para instrumentos de campo.

##### Obras Eléctricas

- Montaje de tuberías conduits, cajas de paso, sellos, acoplamientos flexibles, etc.
- Cableado eléctrico a Indicador de nivel y Medidor de Nivel.
- Cableado de señal entre instrumentos de campo del tanque.
- Cableado eléctrico desde la Sub.-estación más cercana hasta el indicador de nivel local (Tank Side Monitor).

#### Obras de Montaje y Conexión

- Montaje y conexión de alimentación y señal de medidor de nivel, medidor de temperatura y medidor de presión diferencial.
- Montaje y conexión de alimentación de los interruptores de nivel.
- Calibración y Puesta en Marcha
- Calibración de medidores de nivel, medidores de temperatura y medidores de presión diferencial.
- Elaboración de Protocolos de pruebas.

#### **Descripción del servicio**

El sistema propuesto comprenderá la selección, suministro, instalación, pruebas y puesta en marcha de Medidor de nivel de tipo Radar, medidor de Temperatura Multipunto, medidor de Presión Diferencial, Display Local e interruptores de Nivel.

Al pie del tanque se instalará un indicador donde se visualizará localmente la información requerida donde el operador podrá visualizar la información medida de campo y calcular los volúmenes reales del tanque.

Los medidores de campo (Nivel, Temperatura y Presión diferencial) se comunicaran mediante protocolo HART con el indicador local del tanque. Así mismo le llegaran señales discretas de los interruptores de nivel Alto- Alto y Alto (ver plano TAN – 6000 – 08).

Sobre la base de lo expuesto, el sistema a instalar estará conformado por los siguientes elementos principales:

- Medidor de nivel Tipo - Radar.
- Sensores de temperatura con indicador multipunto.
- Interruptores para el control de nivel.
- Sensores de presión para el cálculo de la densidad.
- Medidor de nivel de Interfase crudo-agua.

Los medidores de nivel y de temperatura, serán instalados en el techo flotante del tanque. El medidor de nivel Tipo Radar se instalará en un tubo guía ("Stilling Well"), el medidor de temperatura, en un termopozo anclados en su extremo inferior. Para las tomas de presión diferencial, una tiene conexión al proceso con brida en la parte lateral del tanque y la otra a la atmósfera.

El display de variables y el transmisor de presión diferencial estarán ubicados al lado del tanque para lo cual se acondicionarán soportes para su correcto montaje.

El cableado de señal y alimentación de cada instrumento será protegido por tuberías conduits, sellos cortafuego a prueba de humedad, uniones simples y universales, acoplamientos flexibles y cajas de paso a prueba de explosión.

El cableado de la señal de alimentación al tanque será llevado desde cualquier subestación eléctrica, vía tubería PVC SAP enterrado, para los cuales se emplearán los buzones existentes.

Este sistema nos permitirá la posibilidad de integración futura al Sistema de Supervisión y Control de Inventarios (Software SCADA Fuelmanager) el cual se ubicará en la Sala de Control de las oficinas administrativas del área del patio de Tanques.

## CAPÍTULO V

### COSTOS PARA LA IMPLEMENTACIÓN DEL TRABAJO

Está basado en el Capítulo IV "Procedimientos para los trabajos de montaje de un tanque de Techo Fijo a Techo Flotante", es a partir de ahí que se hace un estimado de costos de los posibles trabajos a realizar, todo ello dependiendo de lo especificado por el comprador lo cual va a originar la variación de nuestros precios. Esta cotización es referencial pero con costos reales, tomando como base los precios de mercado de las compañías de Talara.

#### 5.1 Trabajos Preliminares

Trabajos Preliminares					
Ítem	Descripción	Und.	Cant.	P.unit. Us\$	P.parcial us\$
5.1.1	Ingeniería de Detalle: Instalación Techo Flotante (Incluye Sistema Contra incendio, Enfriamiento, Indicador de Nivel Automático e Indicador de Temperatura y Presión).	GL	1.00	3,800.00	3,800.00
5.1.2	Estudio de Impacto Ambiental, Plan de Contingencias y Estudio Riesgos.	GL	1.00	2,000.00	2,000.00
5.1.3	Gestión de Autorizaciones y Permisos (OSINERG, etc.).	GL	1.00	4,000.00	4,000.00
5.1.4	Caseta de Obra	m <sup>2</sup>	50.00	14.11	705.50
5.1.5	Suministro, Instalación y Mantenimiento de baño químico.	Und.	1.00	670.00	670.00
5.1.6	Movilización y Desmovilización de equipos.	GL	1.00	250.00	250.00
5.1.7	Retiro y Reinstalación de Muro Contra incendio.	m <sup>3</sup>	60.00	13.00	780.00

**TOTAL 12,205.50**

## 5.2 Suministro de Materiales y Construcción de Techo Flotante

Suministro de Materiales y Construcción de Techo Flotante					
Ítem	Descripción	Und.	Cant.	P.unit. Us\$	P.parcial us\$
5.2.1	Suministro y transporte de materiales (planchas, estructuras, etc.).	Kg	89,600.00	1.10	98,560.00
5.2.2	Suministro, construcción y retiro de "Obra Falsa".	Kg	10,500.00	0.80	8,400.00
5.2.3	Construcción e instalación del anillo de rigidez.	Kg	5,400.00	1.20	6,480.00
5.2.4	Retiro de Planchas del Techo fijo. Incluye vigas radiales, vigas circunferenciales, ángulos de rigidez, columnas, etc.	Kg	50,000.00	0.20	10,000.00
5.2.5	Transporte de chatarra.	Tm	72.00	20.00	1,440.00
5.2.6	Rolado de Planchas en taller.	Kg	18,300.00	0.25	4,575.00
5.2.7	Construcción e instalación de anillo adicional.	Kg	5,700.00	0.90	5,130.00
5.2.8	Confección e instalación de manhole de 24"Ø.	Und.	1.00	300.00	300.00
5.2.9	Confección e instalación de tubo de medición manual.	Und.	1.00	1,200.00	1,200.00
5.2.10	Confección e instalación de soportes de techo flotante.	Und	39.00	70.00	2,730.00
5.2.11	Construcción e instalación de techo flotante.	Kg	70,000.00	1.10	77,000.00
5.2.12	Suministro de sistema drenaje de lluvias.	Und.	1.00	9,300.00	9,300.00
5.2.13	Instalación de sistema drenaje de lluvias.	Und.	1.00	225.00	225.00
5.2.14	Suministro de sellos (Primario y Secundario) del techo flotante.	Und.	1.00	40,000.00	40,000.00
5.2.15	Instalación de sellos (Primario y Secundario) del techo flotante.	m	115.00	30.00	3,450.00
5.2.16	Construcción y montaje de escalera exterior del tanque (deslizante) y plataforma superior.	Kg	1,800.00	1.40	2,520.00
5.2.17	Prueba de vacío en techo flotante.	m <sup>2</sup>	1,060.00	0.42	445.20

5.2.18	Pruebas radiográficas	placa	50.00	20.00	1,000.00
5.2.19	Prueba de flotabilidad del techo	TQ	1.00	230.00	230.00
5.2.20	Prueba de verticalidad y circunferencialidad	TQ	1.00	400.00	400.00
5.2.21	Arenado a metal blanco del interior y exterior techo flotante	m <sup>2</sup>	2,120.00	4.80	10,176.00
5.2.22	Arenado a metal blanco del interior y exterior anillo adicional	m <sup>2</sup>	230.00	4.80	1,104.00
5.2.23	Arenado a metal blanco estructuras interiores	m <sup>2</sup>	70.00	4.80	336.00
5.2.24	Arenado a metal blanco estructuras exteriores	m <sup>2</sup>	50.00	4.80	240.00
5.2.25	Pintado exterior Sistema Epoxi Amina Poliuretano, 1 capa (4 mils)	m <sup>2</sup>	1,340.00	3.10	4,154.00
5.2.26	Pintado exterior Sistema Epoxi Amina Poliuretano, 2 capa (4 mils)	m <sup>2</sup>	1,340.00	3.10	4,154.00
5.2.27	Pintado exterior Sistema Epoxi Amina Poliuretano, 3 capa (2 mils)	m <sup>2</sup>	1,340.00	4.71	6,311.40
5.2.28	Pintado interior Sistema Fenólico, 1 capa (5 mils)	m <sup>2</sup>	1,130.00	3.10	3,503.00
5.2.29	Pintado interior Sistema Fenólico, 2 capa (5 mils)	m <sup>2</sup>	1,130.00	3.10	3,503.00

**TOTAL 306,866.60**



### 5.3 Suministro e Instalación del Sistema Contraincendio

Suministro e Instalación del Sistema Contraincendio					
Ítem	Descripción	Und.	Cant.	P. Unit. Us\$	P. Parcial us\$
5.3.1	Suministro de tubería de 4"Ø sch 40	m	260.00	17.00	4,420.00
5.3.2	Suministro de tubería de 3"Ø sch 40	m	70.00	9.00	630.00
5.3.3	Suministro de cámaras de espuma	Und.	6.00	2,500.00	15,000.00
5.3.4	Suministro de codos giratorios	Und.	6.00	850.00	5,100.00
5.3.5	Construcción tubería C.I. 4"Ø	m	260.00	10.00	2,600.00
5.3.6	Construcción tubería C.I. 3"Ø	m	70.00	8.00	560.00
5.3.7	Construcción e instalación de soportes H.	Und.	35.00	26.00	910.00
5.3.8	Prueba de tintes penetrantes (tuberías ≤ 3" Ø).	m	330.00	4.50	1,485.00
5.3.9	Prueba Hidrostática (tuberías ≤ 3" Ø)	m	330.00	1.20	396.00
5.3.10	Prueba sistema contra incendio.	TQ	1.00	140.00	140.00
5.3.11	Arenado a metal blanco de tuberías de 4" Ø y 3" Ø.	m <sup>2</sup>	75.00	4.80	360.00
5.3.12	Pintado sistema epoxi poluretano 10 mm. de espesor.	m <sup>2</sup>	75.00	9.30	697.50
5.3.13	Retiro de cámaras de espuma techo fijo.	Und.	3.00	19.10	57.30
5.3.14	Instalación de cámaras de espuma en techo flotante.	Und.	6.00	50.00	300.00
<b>TOTAL</b>					<b>32,655.80</b>

## 5.4 Suministro e Instalación del Sistema de Enfriamiento

Suministro e Instalación del Sistema de Enfriamiento					
Ítem	Descripción	Und.	Cant.	P. Unit. Us\$	P. Parcial us\$
5.4.1	Suministro de tubería de 6"Ø Sch. 40.	m	40.00	35.00	1,400.00
5.4.2	Suministro de tubería de 3"Ø Sch. 40.	m	130.00	17.00	2,210.00
5.4.3	Instalación de tubería de S. de Enfriamiento de 6"Ø.	m	40.00	14.00	560.00
5.4.4	Instalación de tubería de S. de Enfriamiento de 3"Ø.	m	130.00	10.00	1,300.00
5.4.5	Construcción e instalación de soportes H.	Und.	6.00	30.00	180.00
5.4.6	Prueba de tintes penetrantes (tuberías ≤ 6" Ø).	m	170.00	4.50	765.00
5.4.7	Prueba Hidrostática (tuberías ≤ 6" Ø).	m	170.00	1.20	204.00
5.4.8	Prueba sistema enfriamiento.	TQ	1.00	100.00	100.00
5.4.9	Arenado a metal blanco de tuberías de 6" Ø y 3" Ø.	m <sup>2</sup>	55.00	4.50	247.50
5.4.10	Pintado sistema epoxi poluretano 10 mm. de espesor.	m <sup>2</sup>	55.00	12.65	695.75
<b>TOTAL</b>					<b>7,662.25</b>

## 5.5 Suministro e Instalación del Sistema Manual y Control Automático de Nivel

Suministro e Instalación del Sistema Manual y Control Automático de Nivel					
Ítem	Descripción	Und.	Cant.	P. Unit. Us\$	P. Parcial us\$
5.5.1	Radar TANK GAUGE BRAND VAREC o equivalente.	EA	1.00	11,543.40	11,543.40
5.5.2	TANK SIDE Monitor BRAND VAREC o equivalente. Incluye Display Local	EA	1.00	4,643.50	4,643.50
5.5.3	Instalación de equipos de medición.	EA	1.00	850.00	850.00
5.5.4	Suministro e instalación de Stiling Well 4"Ø SCH 40 x 12 m.	GL	1.00	1,450.00	1,450.00
5.5.5	Suministro e Instalación de conduit 3/4"Ø x 3 m. Galvanizado en caliente	Tubo	8.00	90.16	721.28
5.5.6	Suministro de cable 18 AWG Apantallado y trenzado	m	30.00	10.04	301.20
5.5.7	Suministro e Instalación de Caja de Paso Gual a Prueba de Explosión	EA	4.00	43.75	175.00
5.5.8	Suministro e instalación de sellos mecánicos a Prueba de explosión	EA	2.00	28.28	56.56
5.5.9	Suministro e Instalación de Acoplamiento flexible 1"Ø x 12" long.	EA	2.00	181.25	362.50
5.5.10	Pintado de conduit 2 capas sistema epóxico 8 mm	GL	1.00	122.50	122.50
5.5.11	Suministro e instalación del switch de nivel marca	EA	2.00	1,465.63	2,931.25

**TOTAL 23,157.19**

## 5.6 Suministro e Instalación del Indicador de Temperatura y Presión

Suministro e Instalación del Indicador de Temperatura y Presión					
Ítem	Descripción	Und.	Cant.	P. Unit. Us\$	P. Parcial us\$
5.6.1	Average Temperatura Transmitter Brand VAREC o equivalente.	EA	1.00	8,972.50	8,972.50
5.6.2	Suministro e Instalación de Termopozo de 2"Ø sch 40 x 12 m.	EA	1.00	1,100.00	1,100.00
5.6.3	Suministro e Instalación de conduit 1/2"Ø x 3m. Galvanizado en caliente	Tubo	6.00	109.79	658.74
5.6.4	Suministro e Instalación de cable 18 AWG Apantallado y trenzado	m	30.00	10.04	301.20
5.6.5	Suministro de Caja de Paso Gual a Prueba de Explosión.	EA	3.00	43.75	131.25
5.6.6	Suministro e instalación de sellos a Prueba de explosión.	EA	2.00	28.28	56.56
5.6.7	Acoplamiento flexible 1/2"Ø x 12" long.	EA	2.00	181.25	362.50
5.6.8	Pintado de conduit 2 capas sistema epóxico 8 mm.	GL	1.00	122.50	122.50
5.6.9	Suministro e instalación del Medidor de Presión Diferencial marca ENDRESS + HAUSSER modelo PMD75	EA	1.00	2,780.00	2,780.00

**TOTAL 14,485.25**

**COSTO DIRECTO 397,032.59**

**GASTOS GENERALES + UTILIDAD (15%) 59,554.89**

**SUB – TOTAL 456,587.48**

**IGV (19%) 86,751.62**

**TOTAL 543,359.10**

## CAPÍTULO VI

### ANÁLISIS DE RESULTADOS

#### 6.1 Reducción de emisiones de gases de hidrocarburos

Para proteger el Medio Ambiente, es necesario el cumplimiento de la normatividad establecida, en el ***D.S. 015 – 2006 EM relacionado con la “Protección Ambiental en las Actividades de Hidrocarburos”***, que establece las ***normas y disposiciones a nivel nacional para el desarrollo de las actividades de exploración, explotación, transformación, transporte, comercialización, almacenamiento y conexas en el almacenamiento de los hidrocarburos en condiciones que éstas no originen un impacto ambiental y/o social negativo para las poblaciones y ecosistemas*** que sobrepase los límites establecidos de conformidad con el D.L. N° 613 “Código del Medio Ambiente y los Recursos Naturales”, D.L. 757, y La Ley Orgánica de Hidrocarburos N° 26221.

Reglamento de aplicación para todas las personas naturales y jurídicas que realicen proyectos, ejecuten obras y operación de instalaciones relacionadas con las actividades de hidrocarburos; ***las cuales son responsables por emisiones, vertimientos y disposiciones de desechos al ambiente que se produzcan como resultado de los procesos efectuados en sus instalaciones.*** Para este efecto están obligados a evitar que elementos y/o sustancias puedan tener efectos adversos en el ambiente o sobrepasen los límites establecidos.

El procedimiento para la estimación de pérdidas por evaporación, se basa en los lineamientos de las Normas API 2517-2519 Primera Edición de Abril 1997

(tanques de techo flotante) y API 2518 Segunda Edición de Octubre 1991 (tanques de techo fijo).

### 6.1.1 Método de cálculo de evaporaciones para Tanques de Techo Flotante Externo

- Este método no es aplicable:
- Para estimar pérdidas de productos inestables.
- Para estimar pérdidas en tanques que poseen el sello y los accesorios del techo deteriorados o significativamente saturados por el producto almacenado.
- Para condiciones de velocidad del viento mayores a 15 millas/h.
- Para los cálculos en este tipo de tanques, es necesario considerar el tipo de sello de los mismos, así como la clase y la cantidad de accesorios que posea.
- Las pérdidas por efectos de evaporación están constituidas básicamente por pérdidas por almacenamiento y pérdidas por operación.

#### a. Pérdidas por Almacenamiento

Las pérdidas por almacenamiento, están basadas en las pérdidas debidas a accesorios y al tipo de construcción del tanque básicamente, y pueden ser calculadas por medio de la siguiente expresión:

$$L_s = [(F_r) + (F_f) + (F_d)] P \cdot M_v K_c \dots\dots\dots (6.1)$$

Donde:

$L_s$  : Pérdidas por almacenamiento lb/año

$F_r$  : Factor de pérdidas por sello lb-mol/año

- $F_f$  : Factor de pérdidas por accesorios del techo lb-mol/año
- $F_d$  : Factor de pérdidas por unión de las placas del techo lb-mol/año
- $P^*$  : Función de presión de vapor (adimensional)
- $M_v$  : Peso molecular promedio del vapor almacenado en lb/lb-mol
- $K_c$  : Factor de producto adimensional

El **factor de pérdidas por sello  $F_r$** , puede ser estimado mediante la siguiente ecuación:

$$F_r = K_r D \dots\dots\dots (6.2)$$

Donde:

- $K_r$  : Factor de pérdidas en lb-mol/año.ft
- $D$  : Diámetro del tanque en ft

A su vez, el factor  $K_r^1$ , depende de la velocidad del viento y puede ser estimado como sigue:

$$K_r = K_{ra} + K_{rb} V^n \dots\dots\dots (6.3)$$

Donde:

- $K_{ra}$  : Factor de pérdidas independiente de la velocidad del viento.
- $K_{rb}$  : Factor de pérdida dependiente de la velocidad del viento.
- $V$  : Velocidad del viento millas/h
- $N$  : Exponente adimensional

El **factor de pérdidas por accesorios del techo  $F_f$** , puede ser estimado por el tipo y número de los mismos, haciendo uso de la ecuación:

$$F_f = N_{f1} K_{f1} + N_{f2} K_{f2} + \dots\dots\dots + N_{fk} K_{fk} \dots\dots\dots (6.4)$$

---

<sup>1</sup> Ver Tabla 4 - ANEXO VI

Donde:

$N_{fi}$  : Número de cada tipo particular de accesorios.

$K_{fi}$  : factor de cada tipo particular de accesorio.

$I$  : Número de accesorios 1,2,..... , k (adimensional).

$K$  : Número total de diferentes tipos de accesorios de la cubierta (adimensional).

A su vez, cada factor correspondiente a cada tipo de accesorio, es calculado mediante la siguiente expresión:

$$K_{fi} = K_{fai} + K_{fbi} (K_v V)^{mi} \dots\dots\dots (6.5)$$

Donde:

$K_{fi}$  : Factor total

$K_{fai}$  : Factor independiente de la velocidad del viento

$K_{fbi}$  : Factor dependiente de la velocidad del viento

$K_v$  : Factor de corrección de la velocidad del viento

$V$  : Velocidad promedio del viento

$m$  : Exponente adimensional.

Para tanques de techo flotante externo:  $K_v = 0.7$

Para la relación de valores de los factores<sup>2</sup>  $K_{fa}$ ,  $K_{fb}$  y  $m$ .

El **factor de pérdidas por tipo de construcción de la cubierta  $F_d$**  depende de si es soldado o remachado y puede ser estimado por la ecuación:

$$F_d = K_d . S_d . D^2 \dots\dots\dots (6.6)$$

Donde:

---

<sup>2</sup> Ver Tabla - ANEXO VI



$K_d$  : Factor total de pérdidas por unidad de longitud de las uniones de las placas del techo lb-mol/ft.año

$S_d$  : Factor de longitud

$D$  : Diámetro del tanque.

Si el techo del tanque es soldado, el factor  $K_d = 0$ , sino,  $K_d = 0.34$

**Factor de perdida ( $P^*$ ) por producto almacenado, Tabla 6.1**

PRODUCTO ALMACENADO		FACTOR $P^*$
CRUDO	(Presión de Vapor = 4.5 PSI)	0.047
SOLVENTE	(Presión de Vapor = 8.9 PSI)	0.091
GASOLINA	(Presión de Vapor = 9.5 PSI)	0.114

**Tabla 6.1**

**Peso Molecular ( $M_v$ )**, si no se tiene información disponible, pueden tomarse los siguientes valores típicos:

- Para gasolinas 64 lb/lb-mol
- Para crudos 50 lb/lb-mol

**Factor de Producto ( $K_c$ )**, explica los efectos de los diferentes tipos de líquidos almacenados en las pérdidas por evaporación.

- Para gasolinas 1.0
- Para crudos 0.4

### **Densidad del vapor condensado**

Para productos refinados del petróleo, la densidad del vapor condensado es más baja que la densidad del líquido almacenado. Si la densidad del vapor condensado no es conocida, puede ser aproximada por la siguiente ecuación:

$$W_v = 0.08M_v \dots\dots\dots (6.7)$$

Donde:

$M_v$  : Peso molecular

Con esto, podemos obtener las pérdidas por almacenamiento.

Si el techo del tanque está construido por uniones soldadas, entonces el factor  $F_d$  es eliminado.

Además, si deseamos expresar las pérdidas en barriles/año, es necesario dividir la expresión (6.1) entre  $42 W_v$ .

Así:

$$Ls(\text{barriles} / \text{año}) = \frac{[(F_r) + (F_f) + (F_d)]P^* .M_v.K_c}{42W_v} \dots\dots\dots (6.8)$$

Y si reemplazamos (6.7) en (6.8)

$$Ls(\text{barriles} / \text{año}) = \frac{[(F_r) + (F_f) + (F_d)]P^* K_c}{42 \times 0.08} \dots\dots\dots (6.9)$$

Y si aplicamos el factor de producto  $K_c$  a la ecuación (6.9) entonces:

$$\begin{array}{ll} \text{▪ Para gasolinas} & : \quad L_s = 0.29762 (F_r + F_f + F_d).P^* \dots\dots\dots (6.10) \end{array}$$

$$\begin{array}{ll} \text{▪ Para crudos} & : \quad L_s = 0.11905 (F_r + F_f + F_d).P^* \dots\dots\dots (6.11) \end{array}$$

## **b. Pérdidas por Operación**

Las pérdidas correspondientes a la operación, se dan básicamente durante la salida de producto del tanque debido a que al descender el nivel, cantidades del producto pueden quedar adheridas a las paredes y estar en contacto con el medio ambiente. Las pérdidas son bajas, y dependen principalmente del diámetro del tanque y del volumen que sale del mismo. Estas pérdidas pueden ser calculadas mediante la expresión:

$$L_w = \frac{(0.943)Q.C.W_i}{D} \dots\dots\dots(6.12)$$

Donde:

Q : Volumen anual neto que sale del tanque en barriles/año

C : Factor de limpieza (clingage) adimensional

W<sub>i</sub> : Densidad promedio del líquido almacenado, a 60°F lb/gl

D : Diámetro del tanque ft

Factor de limpieza C

▪ Gasolinas = 0.0015

▪ Crudos = 0.0060

Si deseamos expresar las pérdidas en barriles/año, dividimos (6.12) entre 42W<sub>i</sub>

Así:

$$\text{Para gasolinas} : L_w = \frac{3.36786 \times 10^{-5} \times Q}{D} \dots\dots\dots(6.13)$$

$$\text{Para crudos} : L_w = \frac{1.34714 \times 10^{-4} \times Q}{D} \dots\dots\dots(6.14)$$

### c. Pérdidas Totales. (Expresados en barriles/año)

Para gasolinas : Sumamos (6.10) y (6.13)

$$L_t = 0.29762(F_r + F_f + F_d).P^* + \frac{3.36786 \times 10^{-5}.Q}{D} \dots\dots\dots(6.15)$$

Para crudos : Sumamos (6.11) y (6.14)

$$L_t = 0.11905(F_r + F_f + F_d).P^* + \frac{1.34714 \times 10^{-4}.Q}{D} \dots\dots\dots(6.16)$$

### 6.1.2 Ejemplo práctico de cálculo de evaporaciones para Tanques de Techo Flotante Externo

Se desea calcular las pérdidas por evaporación en barriles/año del tanque de techo flotante externo con las siguientes características:

- Tipo de techo: flotante externo
- Diámetro: 120 pies
- Capacidad: 77.77 MB
- Tipo de junta del cilindro: soldada.
- Velocidad del viento en la zona: 10 mph
- Tipo de sello primario: Tipo bolsa no metálico montado en líquido.
- Tipo de sello secundario: sobre el anillo del techo flotante (rim mounted).
- Servicio: Gasolina
- El tanque es descargado 6 veces por mes.
- Accesorios:
  - 01 escotilla de acceso (access hatches)
  - 18 entradas de pontones (gauge flota)
  - 02 columnas de medición (gauge hatch)
  - 03 Venteos (vacuum breakers)
  - 01 Drenaje (deck drain)
  - 39 soportes del techo (deck leg)

**Solución:**

Datos:

D = 120'

$P^* = 0.114$  (gasolina) y  $P^* = 0.047$  (crudo)

$C = 0.0015$

$Q = 5'599,440$  barriles/año

- Usando la ecuación (6.2) y la Tabla 4 del Anexo VI (factor  $K_r = 1.5$ ) se obtiene Factor de pérdida por sellos:

$$F_r = 1.5 (120)$$

$$F_r = 7440$$

- Usando la ecuación (6.4) y la Tabla 6 del ANEXO V se obtiene Factor de pérdidas por accesorios:

$$F_f = 1.6 (1) + 60(18) + 2.3 (2) + 14(3) + 7.2 (1) + 1.7 (39)$$

$$F_f = 1201.7$$

- Usando la ecuación (6.6) y teniendo en cuenta que el techo del tanque es soldado (factor  $K_d = 0$ ), se obtiene factor de pérdidas por tipo de construcción de la cubierta:

$$F_d = 0$$

- Reemplazando los datos en la ecuación (6.15) tenemos las pérdidas totales de evaporación de gasolinas:

$$L_t = 0.29762(F_r + F_f + F_d)P^* + \frac{3.36786 \times 10^{-5} \cdot Q}{D}$$

$$L_t = 0.29762(7440 + 1201.7 + 0) \times 0.114 + \frac{3.36786 \times 10^{-5} \times 5599440}{120}$$

$$L_t = 294.77 \text{ barriles / año}$$

- Reemplazando los datos en la ecuación (6.16) tenemos las pérdidas totales de evaporación de crudos:

$$Lt = 0.11905(Fr + Ff + Fd).P^* + \frac{1.34714 \times 10^{-4}.Q}{D}$$

$$Lt = 0.11905(7440 + 1201.7 + 0) \times 0.047 + \frac{1.34714 \times 10^{-4} 5599440}{120}$$

$$Lt = 54.64 \text{ barriles / año}$$

### 6.1.3 Comparación de pérdidas por evaporación entre un Tanque de Techo Fijo con un Tanque de Techo Flotante

Las pérdidas por evaporación en un Tanque de Techo Fijo se han obtenido de datos referenciales históricos de Tanques cuyas dimensiones son iguales al Tanque de Techo Flotante (120 pies diámetro y 42 pies altura). Ver Figura 6.1

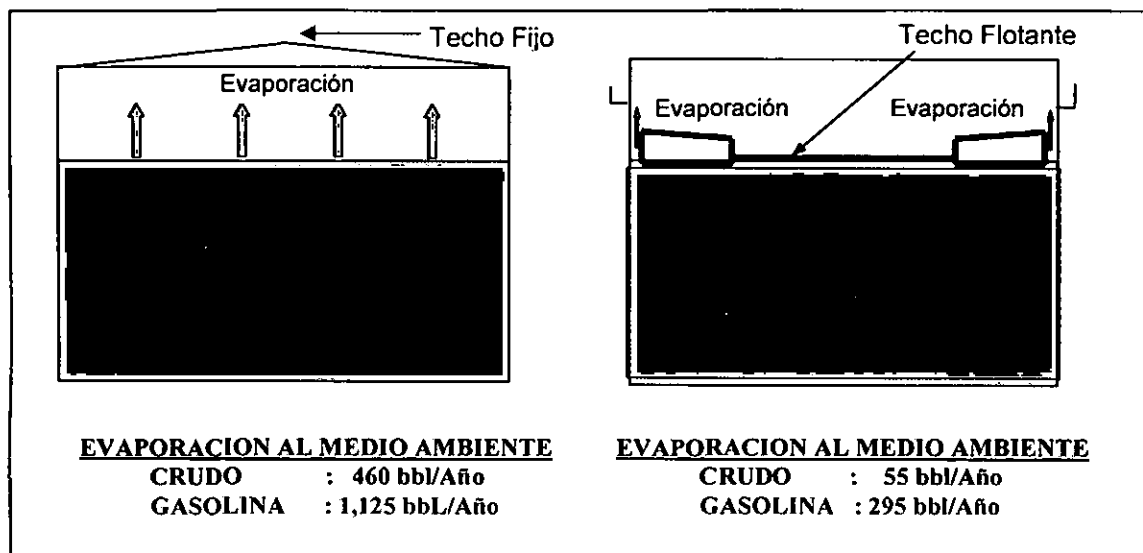


Figura 6.1: Comparación de Evaporación en Tanques

Si consideramos la modificación de un Tanque de Techo Fijo por un Tanque de Techo Flotante se obtiene un ahorro enorme de emanaciones de hidrocarburos al medio ambiente. Tabla 6.2

<b>Producto</b>	<b>Evaporación en Techo Fijo</b>	<b>Evaporación en Techo Flotante</b>	<b>Reducción por evaporación</b>
Crudo	460 bbl/año	55 bbl/año	410 bbl/año
Gasolina	1,125 bbl/año	295 bbl/año	830 bbl/año

**Tabla 6.2**

## **6.2 Costo / Beneficio de pérdidas por evaporación de hidrocarburos**

En este acápite se presentan los resultados de la evaluación técnico-económica para la instalación de un Techo Flotante, en reemplazo del Techo Fijo existente. Para tal efecto, la información usada, en la medida de lo posible, representa la situación real, tanto en los aspectos de aplicación de las tecnologías como en la cuantificación de los montos de inversión y costos operativos.

Desde el punto de vista técnico, el Tanque de Techo Flotante Externo (TTFE), cumple con los requerimientos de reducir las emanaciones de vapores al ambiente, al estar en contacto con la superficie del líquido y reducir el espacio para el asentamiento de vapores.

En el aspecto económico se considerará el monto necesario para el diseño, construcción, instalación, pruebas y puesta en servicio del techo flotante.

### **6.2.1 Evaluación Técnica**

- a. Cumplimiento de Normas Técnicas del API 650 : “Especificaciones para Diseño y Construcción de Tanques de Almacenamiento de Hidrocarburos”

ARTICULO C.3.13: Usar sello en techos flotantes.

- b. Exigencias legales: D.S. 052-93-EM del Ministerio de Energía y Minas.

ARTICULO 18: Usar Techos Flotantes en tanques que almacenan líquidos con Presión de Vapor Reid mayor a 4 psia o temperaturas cercanas en 8.3°C a su Punto de Inflamación o a Temperaturas mayores.

### 6.2.2 Evaluación económica

- a. Período de evaluación de 50 años, con un costo internacional del barril de US\$ 96.
- b. Inversión Inicial de construcción del techo flotante: US\$. 543,339.10; ver capítulo V.
- c. Pérdidas anuales por evaporación de gasolinas: 79,680 US\$/año
- d. Pérdidas en el período de 50 años: US\$ 3'984,000.
- e. Costos referencial por Mantenimiento General y de Pintura de US\$ 26 990 con una frecuencia de Mantenimiento de 8 años respectivamente.

### 6.2.3 Evaluación de resultados de la modificación del Techo del Tanque

#### Cálculo de la ganancia en bienes tangibles

$$Gt = Pp - (InversiónInicial + mantenimiento) \dots\dots\dots (6.17)$$

Donde:

$Gt$  :Ganancia en bienes tangibles

$Pp$  :Pérdidas en el periodo de 50 años

Reemplazando en (6.17), obtenemos:

$$Gt = 3984000 - (543339.10 + \frac{26990 \times 50}{8})$$



$$G_t = 3271973.4$$

#### Cálculo de la ganancia en bienes intangibles

$$G_i = P_e \times N \dots (6.18)$$

Donde:

$G_i$  : Ganancia en bienes intangibles

$P_e$  : Pérdidas por evaporación

$N$  : Número de años, 50.

Reemplazando en (6.18), obtenemos:

$$G_i = 830 \times 50$$

$$G_i = 41500$$

Se concluye que la modificación del Tanque de Techo Fijo a Techo Flotante resulta beneficiosa para la empresa obteniendo ganancias tangibles e intangibles.

La ganancia en bienes tangibles vendrá a ser un ahorro de US\$ 3'271,943.4 y la ganancia en bienes intangibles será un ahorro de emanaciones de hidrocarburos al medio ambiente en 41,500 barriles durante un período de 50 años.

### **6.3 Comparación del Sistema Manual con el Sistema Telemétrico**

Si bien es cierto se pueden lograr los mismos objetivos de medición usando técnicas convencionales (sistema manual), y técnicas modernas (sistema Telemétrico); sin embargo la diferencia de los resultados es significativa para el control operativo cuando se habla de sistema de telemetría. En la tabla 6.3 se hace una comparación detallada de ambos sistemas.

<b>Sistema Manual</b>	<b>Sistema Telemétrico</b>
▪ Precisión baja	▪ Precisión alta
▪ Monitoreo local	▪ Monitoreo local y remoto
▪ Alto costo de mantenimiento	▪ Bajo costo de mantenimiento
▪ Monitoreo programado	▪ Monitoreo en tiempo real
▪ Trabajo de riesgo	▪ Evitar el deterioro prematuro de la salud
▪ Demanda de esfuerzo físico del trabajador	▪ Facilidad de trabajo y disminución de mano de obra
▪ Se toman los datos en hojas y papel	▪ Se almacenan datos en memoria de instrumentos
▪ Se desconoce la causa de falla	▪ Tienen autodiagnóstico e historial
▪ Lectura analógica	▪ Lectura analógica y digital
▪ La evolución de un sistema manual es un sistema telemétrico	▪ Permite una integración a un SCADA
▪ Tecnología antigua	▪ Tecnología moderna

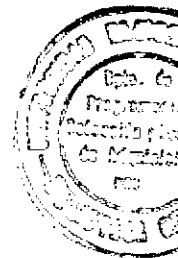
**Tabla 6.3**

## CONCLUSIONES

- ✓ Como podemos apreciar se puede reducir la contaminación al medio ambiente y a la vez obtener un ahorro significativo en la construcción de un tanque con techo flotante.
- ✓ El uso de un techo flotante en el almacenamiento de un hidrocarburo no solo es recomendable, sino que es obligatorio para reducir la contaminación que generan estos productos.
- ✓ Para el diseño de nuestra modificación de tanque de techo fijo por techo flotante, se ha respetado los estándares de ingeniería, principalmente el API 650.
- ✓ Un buen diseño de los tanques pueden garantizar una duración de hasta cincuenta años, y proporcionar una confiabilidad y seguridad operativa.
- ✓ El uso de la instrumentación asegura el rendimiento en el almacenamiento de un hidrocarburo, puesto que se puede monitorear las variables del sistema con precisión.
- ✓ El tener un display al pie del tanque permitirá al operativo reducir el esfuerzo demandado, por consiguiente aumentará su seguridad y productividad.
- ✓ Al tener alarmas de nivel el tanque no llegará a rebosar su capacidad de almacenamiento.
- ✓ El sistema propuesto ofrece la probabilidad de una integración a un sistema SCADA.

## RECOMENDACIONES

- ✓ Efectuar el diseño de acuerdo a los estándares de Ingeniería, normas API, AISC, ASTM, NFPA, y otras reconocidas aplicables a la industria del petróleo que son compatibles con las normas API.
- ✓ Usar techo flotante en tanques que almacenan productos de presión de vapor altos (mayor de 4 PSIA), para reducir la pérdida por evaporación y por consiguiente contaminación al ambiente.
- ✓ Es conveniente pintar de blanco, por lo menos la cubierta central del tanque, a fin de disminuir la temperatura en el metal que está en contacto con el líquido.
- ✓ Los techos flotantes deberán usar el sello adecuado para las condiciones particulares del tipo de producto almacenado y tipo de juntas del cilindro del tanque.
- ✓ De preferencia estandarizar las marcas de los instrumentos de un mismo fabricante.
- ✓ Usar un display integrador de variables de preferencia de la misma marca que el medidor de temperatura y/o nivel.
- ✓ Usar un protocolo de comunicación conocido en el mercado local, para evitar problemas de mantenimiento.
- ✓ Realizar los trabajos mecánicos y de automatización en un mismo período, para evitar pérdidas económicas por paradas adicionales.



## BIBLIOGRAFÍA

### LIBROS

- ✓ HERNÁNDEZ S., Roberto. Fernández C., Carlos, Baptista L., Pilar. (1998). Metodología de la Investigación. Segunda Edición, Capítulo IV. Págs. 60 y 66.
- ✓ MUROY Muroy, Oscar (1979). Curso Diseño Mecánico. Petroperú Volumen 1.
- ✓ OLGUÍN Amaya, Elías (2005). Seminario de Tesis. Universidad Cesar Vallejo.
- ✓ PEDROSA, J. y Subira, F. (Setiembre 1999). Revista Alimentación de equipos y tecnología "El inventariado de Tanques". Iberfluid Instrument S.A. Pág. 139.
- ✓ SANTOS Jimena, F. (2004). Revista Ingeniería Química. Internacional Standard Serial Number 0210-2064. N°. 419. Págs. 97 a101.
- ✓ TECSUP (2001). Instrumentación Digital y Redes Industriales
- ✓ CREUS Solé (1998). Instrumentación Industrial. 6ta. Edición

### PUBLICACIONES

- ✓ American Institute Steel Construction AISC, 9na. Edición
- ✓ American Petroleum Institute. Welded Steel Tanks for oil Storage API 650. Novena Edición (Julio 1993); Págs. 1.1 a P-18.
- ✓ "National Fire Protection Asociation (NFPA) 1994, estándar N° 11
- ✓ Normas API 2517-2519 Primera Edición de Abril 1997
- ✓ El Peruano, 18 de noviembre 1993. D.S. 052-93 EM "Reglamento de Seguridad para el Almacenamiento de Hidrocarburos". Pág. 118937 a 118958.

- ✓ El Peruano, 3 de marzo 2006. D.S. 015-2006 EM “Reglamento para la Protección Ambiental en las actividades de Hidrocarburos”. Pág. 313661 a 313950.
- ✓ Ministerio de Energía y Minas. Ley Orgánica de Hidrocarburos y Reglamentos. Ley 26221, 1995. Págs. 7 a 20.
- ✓ Ministerio de Energía y Minas. Ley Orgánica de Hidrocarburos y sus Reglamentos – Ley 26221. D.S. 051-93 EM “Reglamento de Normas para la Refinación y Procesamiento de Hidrocarburos”, 1995. Pág. 48 a 65.
- ✓ Petroperú – Exposición técnica – económica de las alternativas existentes para la instalación de un techo flotante en el tanque 256 (2002).
- ✓ Petroperú – Exposición de reducción de emisiones y ahorro en costo de tanques de almacenamiento de gasolinas (2007).
- ✓ Petroperu - Refinería Talara. Blinder N°65 TK 522, Biblioteca Mantenimiento, Andamio B2 – 3.
- ✓ Petroperu - Refinería Talara. Blinder N°66 TK 523, Biblioteca Mantenimiento, Andamio B2 – 3.

## REFERENCIAS WEB

- ✓ Medición de tanque hidrostática, HTG en:  
<http://www.enraf.com/default.aspx?app=Content&sub=&cplD=3086&miID=340>  
4.

- ✓ Medición de nivel por radar en:

[http://www.enraf.com/default.aspx?app=Content&sub=&cplD=3096&milD=338](http://www.enraf.com/default.aspx?app=Content&sub=&cplD=3096&milD=3387)

7.

- ✓ Modelos de servo medidores de nivel. Disponible en:

[http://www.enraf.com/default.aspx?topic=Servo&app=Content&sub=&cplD=3102&milD=3364.](http://www.enraf.com/default.aspx?topic=Servo&app=Content&sub=&cplD=3102&milD=3364)

- ✓ Tanques de Almacenamiento de Hidrocarburos y telemetría: Disponible en:

[http://www.fi.uba.ar/materias/6756/Tanques de almacenamiento de hidrocarburos\\_1C\\_07.pdf.](http://www.fi.uba.ar/materias/6756/Tanques_de_almacenamiento_de_hidrocarburos_1C_07.pdf)

- ✓ Nivelimetría en Grandes Tanques, Selección de la mejor tecnología.

Disponible en:

[http://www.schillig.com.ar/medicion\\_nivel\\_grandes\\_tanques\\_fr.htm.](http://www.schillig.com.ar/medicion_nivel_grandes_tanques_fr.htm)

- ✓ Medición de Nivel. Disponible en:

[http://www.sei.dragados.com/tanques.htm.](http://www.sei.dragados.com/tanques.htm)

## **GLOSARIO**

### **Arenado**

Procedimiento de limpieza de superficies de acero mediante la proyección de un chorro de arena impulsado por aire comprimido.

### **Control Operativo**

Es el conjunto de actividades operativas aplicadas durante el Proceso de Control de las variables de: nivel, presión y, temperatura; de un tanque de almacenamiento de hidrocarburos.

Proceso de Control, dinámico, que se ha automatizado para obtener en tiempo real los cambios en las Variables del Proceso y su entorno, para luego tomar las acciones de corrección necesarias para mantener la seguridad operativa, calidad del producto, velocidad de producción, ahorro de energía, etc.

Dichas Variables de Proceso son valores predeterminados que están de acuerdo al diseño y/o control requerido, fuera de los cuales dichos valores son inaceptables y originan que el control se vuelva inestable.

### **Cubicación**

Acción de cubicar, medir el volumen de un líquido a partir de la geometría del cuerpo y de sus propiedades.

### **Espuma Contraincendio**

Producto final de la mezcla de líquido espumante, agua y aire, formado en la cámara de espuma o en las boquillas para espuma mecánica. La espuma tiene la propiedad de sofocar el incendio y enfriar el producto.



### FSK (Frequency Shift Keying)

Es también conocido como cambio de frecuencia de modulación de frecuencia y cambio de señalización. Frecuencia Shift Keying es una señal de datos convertida en una determinada frecuencia o tono con el fin de transmitir a lo largo de hilo, cable, fibra óptica o medios inalámbricos a un punto de destino.

### Gravedad API

La escala utilizada por el Instituto Americano del Petróleo para expresar la gravedad específica de los aceites.

### Gravedad específica

La relación de la densidad de una sustancia a determinada temperatura con la densidad de agua a 4°C.

### Instrumentación

La ISA (Instrument Society of America) la define como la aplicación de los instrumentos. Por extensión se entiende por instrumentación al conjunto de instrumentos utilizados en las funciones de medición y control de operación de una máquina, equipo, planta o instalación industrial.

### Líquido espumante

Producto que tiene la propiedad de formar espuma al mezclarse, en proporción adecuada, con agua y aire.

### Manifold

Equivalente a un tablero de control, es un lugar que consta de varias válvulas en donde se controlan manualmente la entrada y salida de los productos a través de las tuberías.

### Manhole

Llamado entrada de hombre. Es una entrada a los equipos que sirve para realizar el mantenimiento.

### PSIA

La medida en PSIA expresa la "presión absoluta", tomando como cero la ausencia total de presión.

### PSIG

La medida en PSIG mide la presión "relativa" o "manométrica", que toma como cero el valor de la presión atmosférica (14,7 PSIA). Es una unidad práctica, porque los manómetros comunes marcan cero cuando están abiertos a la atmósfera. Para convertir PSIG en PSIA, debemos sumarle a la primera 14,7 libras/pulgada cuadrada.

### Pinturas epóxi o epóxica

Se transportan en dos envases, en uno la resina epoxi y en el otro un catalizador o endurecedor. Los pigmentos pueden ir con cualquiera de los dos componentes. Disolventes fuertes. Duración limitada de la mezcla.

Muy duras, gran resistencia química, adherencia al cemento, secado rápido. Se pueden mezclar con alquitranes obteniendo impermeabilidad y resistencia al agua.

### Pinturas fenólicas

Tienen buena resistencia al exterior y una resistencia al agua mayor que la del tipo epóxica, pero menor retención de brillo que esta.

### Presión de Vapor Reid (PVR)

Sirve para determinar la presión verdadera de un líquido derivado del petróleo.

El procedimiento para correr una prueba PVR implica que en dos ocasiones el líquido se exponga al medio ambiente; una vez que la muestra es recolectada en un recipiente y cuando es transferida al aparato de prueba, los hidrocarburos ligeros se vaporizaran y la lectura de presión de vapor resulta menor.

### Protocolos

Conjuntos de reglas y convenciones entre dos comunicantes.

### Solado

Primera capa de hormigón pobre que se coloca en una zanja para luego fundir el cimientto de 5 a 10 cm de espesor.

# ANEXO I

API 650  
"APENDICE C"

## APPENDIX C—EXTERNAL FLOATING ROOFS

### C.1 Scope

This appendix provides minimum requirements that, unless otherwise qualified in the text, apply to pan-type, pontoon-type, and double-deck-type floating roofs. This appendix is intended to limit only those factors that affect the safety and durability of the installation and that are considered to be consistent with the quality and safety requirements of this standard. Numerous alternative details and proprietary appurtenances are available; however, agreement between the purchaser and the manufacturer is required before they are used.

### C.2 Material

The material requirements of Section 2 shall apply unless otherwise stated in this appendix. Castings shall conform to ASTM A 27, Grade 60-30, fully annealed.

### C.3 Design

#### C.3.1 GENERAL

The roof and accessories shall be designed and constructed so that the roof is allowed to float to the maximum design liquid level and then return to a liquid level that floats the roof well below the top of the tank shell without damage to any part of the roof, tank, or appurtenances. During such an occurrence, no manual attention shall be required to protect the roof, tank, or appurtenances. If a windskirt or top-shell extension is used to contain the roof seals at the highest point of travel, appropriate alarm devices shall be provided to indicate that the liquid level in the tank has risen above the designed capacity height unless the tank shell has been designed for a liquid height to the top of the shell extension. The purchaser shall specify the indicator arrangement suitable for operating purposes. Emergency overflow openings may be provided to protect the tank and floating roof from damage.

#### C.3.2 JOINTS

Joints shall be designed as described in 3.1.

#### C.3.3 DECKS

**C.3.3.1** Roofs in corrosive service, such as covering sour crude oil, should be the contact type designed to eliminate the presence of any air-vapor mixture under the deck.

**C.3.3.2** Unless otherwise specified by the purchaser, all deck plates shall have a minimum nominal thickness of  $\frac{3}{8}$  inch (permissible ordering basis—7.65 pounds per square foot of plate, 0.180-inch plate, or 7-gauge sheet).

**C.3.3.3** Deck plates shall be joined by continuous full-fillet welds on the top side. On the bottom side, where flexure can be anticipated adjacent to girders, support legs, or other relatively rigid members, full-fillet welds not less than 2 inches long on 10-inch centers shall be used on any plate laps that occur within 12 inches of any such members.

**C.3.3.4** Top decks of double-deck roofs and of pontoon sections, which are designed with a permanent slope for drainage, shall have a minimum slope of  $\frac{1}{8}$  inch in 12 inches and shall preferably be lapped to provide the best drainage. Plate buckles shall be kept to a minimum.

#### C.3.4 PONTOON DESIGN

**C.3.4.1** Floating roofs shall have sufficient buoyancy to remain afloat on liquid with a specific gravity of 0.7 and with primary drains inoperative for the following conditions:

- Ten inches of rainfall in a 24-hour period with the roofs intact, except for double-deck roofs provided with emergency drains to keep water to a lesser volume that the roofs will safely support. Such emergency drains shall not allow the product to flow onto the roof.
- Single-deck and any two adjacent pontoon compartments punctured in single-deck pontoon roofs and any two adjacent compartments punctured in double-deck roofs, both roof types with no water or live load.

**C.3.4.2** The pontoon portions of single-deck pontoon-type roofs shall be designed to have adequate strength to prevent permanent distortion when the center deck is loaded by its design rainwater (C.3.4.1, Item a) or when the center deck and two adjacent pontoons are punctured (C.3.4.1, Item b). If calculations are required by the purchaser, the allowable stress and stability criteria shall be jointly established by the purchaser and the manufacturer as part of the inquiry. Alternatively, a proof test simulating the conditions of C.3.4.1, with the roof floating on water, may be performed on the roof or on one of similar design that is of equal or greater diameter.

**C.3.4.3** Any penetration of the floating roof shall not allow product to flow onto the roof under design conditions.

#### C.3.5 PONTOON OPENINGS

Each compartment shall be provided with a liquid-tight manhole. Manhole covers shall be provided with suitable hold-down fixtures (which may be of the quick-opening type) or with other means of preventing wind or fire-fighting hose streams from removing the covers. The top edge of the manhole necks shall be at an elevation that prevents liquid

from entering the compartments under the conditions of C.3.4.

Each compartment shall be vented to protect against internal or external pressure. Vents may be in the manhole cover or the top deck of the compartment. The vents shall be at an elevation that prevents liquid from entering the compartment under the conditions of C.3.4 and shall terminate in a manner that prevents entry of rain and fire-fighting liquids.

### C.3.6 COMPARTMENTS

Compartment plates are radial or circumferential dividers forming compartments that provide flotation for the roof (see C.3.4). All internal compartment plates (or sheets) shall be single-fillet welded along all of their edges, and other welding shall be performed at junctions as required to make each compartment liquid tight. Each compartment shall be tested for tightness using internal pressure or a vacuum box and a soap solution or penetrating oil.

### C.3.7 LADDERS

The floating roof shall be supplied with a ladder that automatically adjusts to any roof position so that access to the roof is always provided. The ladder shall be designed for full-roof travel, regardless of the normal setting of the roof-leg supports. If a rolling ladder is furnished, it shall have full-length handrails on both sides and shall be designed for a 1000-pound midpoint load with the ladder in any operating position.

### C.3.8 ROOF DRAINS

Primary roof drains shall be of the hose, jointed, or siphon type, as specified on the purchase order. A check valve shall be provided near the roof end of the hose and on jointed pipe drains on single-deck and pan-type roofs to prevent backflow of stored product if leakage occurs. Provisions shall be made to prevent kinking of the hose or pinching of the hose under the deck support legs. Hose drains shall be designed to permit their replacement without personnel entering the tank. The swing joints of pipe drains shall be packed to prevent leakage. The installation of either the hose or the pipe drain shall include the installation of the proper shell fittings for its operation and, if necessary, removal. The minimum-size drain shall be capable of preventing the roof from accumulating a water level greater than design at the maximum rainfall rate specified by the purchaser for the roof when the roof is floating at the minimum operating level; however, the drain shall not be smaller than 3 inches for roofs with a diameter less than or equal to 120 feet or smaller than 4 inches for roofs with a diameter greater than 120 feet.

### C.3.9 VENTS

Suitable vents shall be provided to prevent overstressing of the roof deck or seal membrane. The purchaser should specify liquid withdrawal rates so that the fabricator may size the vacuum vents. Vents, bleeder valves, or other suitable means shall be adequate to evacuate air and gases from underneath the roof during initial filling.

### C.3.10 SUPPORTING LEGS

**C.3.10.1** The floating roof shall be provided with supporting legs. Legs fabricated from pipe shall be notched or perforated at the bottom to provide drainage. The length of the legs shall be adjustable from the top side of the roof. The operating- and cleaning-position levels of the supporting legs shall be as specified on the purchase order. The manufacturer shall make certain that all tank appurtenances, such as mixers, interior piping, and the fill nozzle, are cleared by the roof in its lowest position.

**C.3.10.2** The legs and attachments shall be designed to support the roof and a uniform live load of at least 25 pounds per square foot. Where possible, the roof load shall be transmitted to the legs through bulkheads or diaphragms. Leg attachments to single decks shall be given particular attention to prevent failures at the points of attachment. Steel pads or other means shall be used to distribute the leg loads on the bottom of the tank. If pads are used, they shall be continuously welded to the bottom.

### C.3.11 ROOF MANHOLES

At least one roof manhole shall be provided for access to the tank interior and for ventilation when the tank is empty. The number of roof manholes shall be as specified by the purchaser. Each manhole shall have an inside diameter of at least 24 inches and shall have a tight-gasketed, bolted cover equivalent to the cover shown in Figure 3-13.

### C.3.12 CENTERING AND ANTIROTATION DEVICES

Suitable devices shall be provided to maintain the roof in a centered position and to prevent it from rotating. These devices shall be capable of resisting the lateral forces imposed by the roof ladder, unequal snow loads, and wind loads.

### C.3.13 SEALS

The space between the outer periphery of the roof and the tank shell shall be sealed by a flexible device that provides a reasonably close fit to the shell surfaces. If the sealing device employs steel shoes in contact with the shell, such shoes shall be made from galvanized sheet conforming to

ASTM A 525 with a minimum nominal thickness of 16 gauge and a G90 coating. If uncoated shoes are specified, they shall be made from sheet steel with the thickness and quality specified on the purchase order. An adequate but minimum number of expansion joints shall be provided. Any fabric or nonmetallic material used as a seal or seal component shall be durable in its environment and shall not discolor or contaminate the product stored.

API Recommended Practice 2003 should be consulted regarding the possible need for bonding shunts between the roof and the metallic shoes. Provision for such shunts shall be a subject for agreement between the purchaser and the manufacturer.

#### **C.3.14 GAUGING DEVICE**

Each roof shall be provided with a gauge hatch or gauge well with a tight cap that complies with the design specified in the purchase order.

### **C.4 Fabrication, Erection, Welding, Inspection, and Testing**

**C.4.1** The applicable fabrication, erection, welding, inspection, and testing requirements of this standard shall apply.

**C.4.2** Deck seams and other joints that are required to be liquid or vapor tight shall be tested for leaks by means of penetrating oil or any other method consistent with the methods described in this standard for testing cone-roof seams and tank-bottom seams.

**C.4.3** The roof shall be given a flotation test while the tank is being filled with water and emptied. During this test, the upper side of the lower deck shall be examined for leaks. The appearance of a damp spot on the upper side of the lower deck shall be considered evidence of leakage.

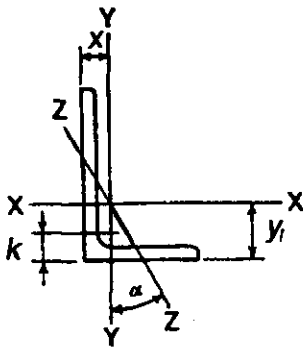
**C.4.4** The upper side of the upper decks of pontoon and double-deck roofs shall be visually inspected for pinholes and defective welding.

**C.4.5** Drainpipe and hose systems of primary drains shall be tested with water at a pressure of 50 pounds per square inch gauge. During the flotation test, the roof drain valves shall be kept open and observed for leakage of the tank contents into the drain lines.

## ANEXO II

AISC  
"MANUAL DE CONSTRUCCIÓN DEL ACERO"





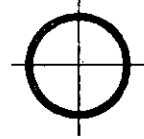
## ANGLES

Equal legs and unequal legs  
Properties for designing

Size and Thickness	k	Weight per Ft	Area	AXIS X-X				AXIS Y-Y				AXIS Z-Z	
				I	S	r	y	I	S	r	x	r	Tan α
In.	In.	Lb.	In. <sup>2</sup>	In. <sup>4</sup>	In. <sup>3</sup>	In.	In.	In. <sup>4</sup>	In. <sup>3</sup>	In.	In.	In.	α
L 3 x 2½ x ½	7/16	8.5	2.50	2.08	1.04	0.913	1.00	1.30	0.744	0.722	0.750	0.520	0.667
	7/16	7.6	2.21	1.88	0.928	0.920	0.978	1.18	0.664	0.729	0.728	0.521	0.672
	3/8	6.6	1.92	1.66	0.810	0.928	0.956	1.04	0.581	0.736	0.706	0.522	0.676
	5/16	5.6	1.62	1.42	0.688	0.937	0.933	0.898	0.494	0.744	0.683	0.525	0.680
	¼	4.5	1.31	1.17	0.561	0.945	0.911	0.743	0.404	0.753	0.661	0.528	0.684
	3/16	3.39	0.996	0.907	0.430	0.954	0.888	0.577	0.310	0.761	0.638	0.533	0.688
L 3 x 2 x ½	13/16	7.7	2.25	1.92	1.00	0.924	1.08	0.672	0.474	0.546	0.583	0.428	0.414
	7/16	6.8	2.00	1.73	0.894	0.932	1.06	0.609	0.424	0.553	0.561	0.429	0.421
	3/8	5.9	1.73	1.53	0.781	0.940	1.04	0.543	0.371	0.559	0.539	0.430	0.428
	5/16	5.0	1.46	1.32	0.664	0.948	1.02	0.470	0.317	0.567	0.516	0.432	0.435
	¼	4.1	1.19	1.09	0.542	0.957	0.993	0.392	0.260	0.574	0.493	0.435	0.440
	3/16	3.07	0.902	0.842	0.415	0.966	0.970	0.307	0.200	0.583	0.470	0.439	0.446
L 2½ x 2½ x ½	13/16	7.7	2.25	1.23	0.724	0.739	0.806	1.23	0.724	0.739	0.806	0.487	1.000
	3/8	5.9	1.73	0.984	0.566	0.753	0.762	0.984	0.566	0.753	0.762	0.487	1.000
	5/16	5.0	1.46	0.849	0.482	0.761	0.740	0.849	0.482	0.761	0.740	0.489	1.000
	¼	4.1	1.19	0.703	0.394	0.769	0.717	0.703	0.394	0.769	0.717	0.491	1.000
	3/16	3.07	0.902	0.547	0.303	0.778	0.694	0.547	0.303	0.778	0.694	0.495	1.000
L 2½ x 2 x 3/8	11/16	5.3	1.55	0.912	0.547	0.768	0.831	0.514	0.363	0.577	0.581	0.420	0.614
	5/16	4.5	1.31	0.788	0.466	0.776	0.809	0.446	0.310	0.584	0.559	0.422	0.620
	¼	3.62	1.06	0.654	0.381	0.784	0.787	0.372	0.254	0.592	0.537	0.424	0.626
	3/16	2.75	0.809	0.509	0.293	0.793	0.764	0.291	0.196	0.600	0.514	0.427	0.631
L 2 x 2 x 3/8	5/8	4.7	1.36	0.479	0.351	0.594	0.636	0.479	0.351	0.594	0.636	0.389	1.000
	5/16	3.92	1.15	0.416	0.300	0.601	0.614	0.416	0.300	0.601	0.614	0.390	1.000
	¼	3.19	0.938	0.348	0.247	0.609	0.592	0.348	0.247	0.609	0.592	0.391	1.000
	3/16	2.44	0.715	0.272	0.190	0.617	0.569	0.272	0.190	0.617	0.569	0.394	1.000
	1/8	1.65	0.484	0.190	0.131	0.626	0.546	0.190	0.131	0.626	0.546	0.398	1.000

# PIPE

## Dimensions and properties



Dimensions				Weight per Ft Lbs. Plain Ends	Properties				Schedule No.
Nominal Diameter In.	Outside Diameter In.	Inside Diameter In.	Wall Thickness In.		A In. <sup>2</sup>	I In. <sup>4</sup>	S In. <sup>3</sup>	r In.	
Standard Weight									
1/2	.840	.622	.109	.85	.250	.017	.041	.261	40
3/4	1.050	.824	.113	1.13	.333	.037	.071	.334	40
1	1.315	1.049	.133	1.68	.494	.087	.133	.421	40
1 1/4	1.660	1.380	.140	2.27	.669	.195	.235	.540	40
1 1/2	1.900	1.610	.145	2.72	.799	.310	.326	.623	40
2	2.375	2.067	.154	3.65	1.07	.666	.561	.787	40
2 1/2	2.875	2.469	.203	5.79	1.70	1.53	1.06	.947	40
3	3.500	3.068	.216	7.58	2.23	3.02	1.72	1.16	40
3 1/2	4.000	3.548	.226	9.11	2.68	4.79	2.39	1.34	40
4	4.500	4.026	.237	10.79	3.17	7.23	3.21	1.51	40
5	5.563	5.047	.258	14.62	4.30	15.2	5.45	1.88	40
6	6.625	6.065	.280	18.97	5.58	28.1	8.50	2.25	40
8	8.625	7.981	.322	28.55	8.40	72.5	16.8	2.94	40
10	10.750	10.020	.365	40.48	11.9	161	29.9	3.67	40
12	12.750	12.000	.375	49.56	14.6	279	43.8	4.38	—
Extra Strong									
1/2	.840	.546	.147	1.09	.320	.020	.048	.250	80
3/4	1.050	.742	.154	1.47	.433	.045	.085	.321	80
1	1.315	.957	.179	2.17	.639	.106	.161	.407	80
1 1/4	1.660	1.278	.191	3.00	.881	.242	.291	.524	80
1 1/2	1.900	1.500	.200	3.63	1.07	.391	.412	.605	80
2	2.375	1.939	.218	5.02	1.48	.868	.731	.766	80
2 1/2	2.875	2.323	.276	7.66	2.25	1.92	1.34	.924	80
3	3.500	2.900	.300	10.25	3.02	3.89	2.23	1.14	80
3 1/2	4.000	3.364	.318	12.50	3.68	6.28	3.14	1.31	80
4	4.500	3.826	.337	14.98	4.41	9.61	4.27	1.48	80
5	5.563	4.813	.375	20.78	6.11	20.7	7.43	1.84	80
6	6.625	5.761	.432	28.57	8.40	40.5	12.2	2.19	80
8	8.625	7.625	.500	43.39	12.8	106	24.5	2.88	80
10	10.750	9.750	.500	54.74	16.1	212	39.4	3.63	60
12	12.750	11.750	.500	65.42	19.2	362	56.7	4.33	—
Double-Extra Strong									
2	2.375	1.503	.436	9.03	2.66	1.31	1.10	.703	—
2 1/2	2.875	1.771	.552	13.69	4.03	2.87	2.00	.844	—
3	3.500	2.300	.600	18.58	5.47	5.99	3.42	1.05	—
4	4.500	3.152	.674	27.54	8.10	15.3	6.79	1.37	—
5	5.563	4.063	.750	38.55	11.3	33.6	12.1	1.72	—
6	6.625	4.897	.864	53.16	15.6	66.3	20.0	2.06	—
8	8.625	6.875	.875	72.42	21.3	162	37.6	2.76	—

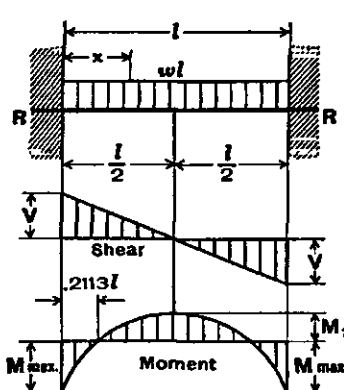
The listed sections are available in conformance with ASTM Specification A53 Grade B or A501. Other sections are made to these specifications. Consult with pipe manufacturers or distributors for availability.

# BEAM DIAGRAMS AND FORMULAS

## For various static loading conditions

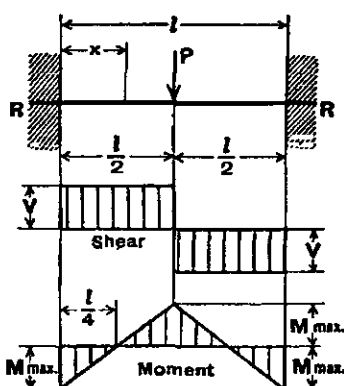
For meaning of symbols, see page 2 - 293

### 15. BEAM FIXED AT BOTH ENDS—UNIFORMLY DISTRIBUTED LOADS



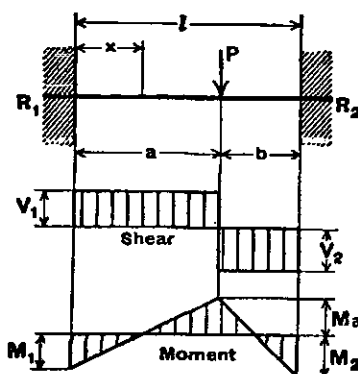
$$\begin{aligned}
 \text{Total Equiv. Uniform Load} &= \frac{2wl}{3} \\
 R = V &= \frac{wl}{2} \\
 V_x &= w\left(\frac{l}{2} - x\right) \\
 M_{\text{max. (at ends)}} &= \frac{wl^2}{12} \\
 M_1 \text{ (at center)} &= \frac{wl^2}{24} \\
 M_x &= \frac{w}{12}(6lx - l^2 - 6x^2) \\
 \Delta_{\text{max. (at center)}} &= \frac{wl^4}{384EI} \\
 \Delta_x &= \frac{wx^2}{24EI}(l - x)^2
 \end{aligned}$$

### 16. BEAM FIXED AT BOTH ENDS—CONCENTRATED LOAD AT CENTER



$$\begin{aligned}
 \text{Total Equiv. Uniform Load} &= P \\
 R = V &= \frac{P}{2} \\
 M_{\text{max. (at center and ends)}} &= \frac{Pl}{8} \\
 M_x \text{ (when } x < \frac{l}{2}) &= \frac{P}{8}(4x - l) \\
 \Delta_{\text{max. (at center)}} &= \frac{Pl^3}{192EI} \\
 \Delta_x \text{ (when } x < \frac{l}{2}) &= \frac{Px^2}{48EI}(3l - 4x)
 \end{aligned}$$

### 17. BEAM FIXED AT BOTH ENDS—CONCENTRATED LOAD AT ANY POINT



$$\begin{aligned}
 R_1 = V_1 \text{ (max. when } a < b) &= \frac{Pb^2}{l^3}(3a + b) \\
 R_2 = V_2 \text{ (max. when } a > b) &= \frac{Pa^2}{l^3}(a + 3b) \\
 M_1 \text{ (max. when } a < b) &= \frac{Pab^2}{l^2} \\
 M_2 \text{ (max. when } a > b) &= \frac{Pa^2b}{l^2} \\
 M_a \text{ (at point of load)} &= \frac{2Pa^2b^2}{l^3} \\
 M_x \text{ (when } x < a) &= R_1x - \frac{Pab^2}{l^2} \\
 \Delta_{\text{max. (when } a > b \text{ at } x = \frac{2al}{3a+b})} &= \frac{2Pa^2b^2}{3EI(3a+b)^2} \\
 \Delta_a \text{ (at point of load)} &= \frac{Pa^2b^2}{3EI l^3} \\
 \Delta_x \text{ (when } x < a) &= \frac{Pb^2x^2}{6EI l^3}(3a - 3ax - bx)
 \end{aligned}$$

## ALLOWABLE CONCENTRIC LOADS ON COLUMNS

### Steel Pipe and Structural Tubing

Allowable concentric loads in the tables that follow are tabulated for the effective lengths in feet  $KL$ , indicated at the left of each table. They are applicable to axially loaded members with respect to their minor axis in accordance with Sect. E2 of the AISC ASD Specification.

For discussion of effective length, range of  $l/r$ , strength about the major axis, combined axial and bending stress, and sample problems, see "Columns, General Notes."

Properties and factors are listed at the bottom of the tables for checking strength about the strong axis and for checking combined loading conditions.

#### STEEL PIPE COLUMNS

Allowable loads for unfilled pipe columns are tabulated for  $F_y = 36$  ksi. Steel pipe manufactured to ASTM A501 furnishes  $F_y = 36$  ksi and ASTM A53, Types E or S, Grade B furnishes  $F_y = 35$  ksi and may be designed at stresses allowed for  $F_y = 36$  ksi steel.

The heavy horizontal lines within the table indicate  $Kl/r = 200$ . No values are listed beyond  $Kl/r = 200$ .

#### STRUCTURAL TUBING COLUMNS

Allowable loads for square and rectangular structural tubing columns are tabulated for  $F_y = 46$  ksi. Structural tubing is manufactured to  $F_y = 46$  ksi under ASTM A500, Gr. B.

All tubes listed in the column load tables satisfy the noncompact section limits in Sect. B5.1 of the AISC ASD Specification.

The heavy horizontal lines appearing within the tables indicate  $Kl/r = 200$ . No values are listed beyond  $Kl/r = 200$ .

## CHAPTER E

### COLUMNS AND OTHER COMPRESSION MEMBERS

This section applies to prismatic members with compact and noncompact sections subject to axial compression through the centroidal axis. For members with slender elements, see Appendix B5.2. For members subject to combined axial compression and flexure, see Chap. H. For tapered members, see Appendix F7.

#### E1. EFFECTIVE LENGTH AND SLENDERNESS RATIO

The effective-length factor  $K$  shall be determined in accordance with Sect. C2.

In determining the slenderness ratio of an axially loaded compression member, the length shall be taken as its effective length  $Kl$  and  $r$  as the corresponding radius of gyration. For limiting slenderness ratios, see Sect. B7.

#### E2. ALLOWABLE STRESS

On the gross section of axially loaded compression members whose cross sections meet the provisions of Table B5.1, when  $Kl/r$ , the largest effective slenderness ratio of any unbraced segment is less than  $C_c$ , the allowable stress is:

$$F_a = \frac{\left[1 - \frac{(Kl/r)^2}{2C_c^2}\right] F_y}{\frac{5}{3} + \frac{3(Kl/r)}{8C_c} - \frac{(Kl/r)^3}{8C_c^3}} \quad (\text{E2-1})$$

where

$$C_c = \sqrt{\frac{2\pi^2 E}{F_y}}$$

On the gross section of axially loaded compression members, when  $Kl/r$  exceeds  $C_c$ , the allowable stress is:

$$F_a = \frac{12\pi^2 E}{23(Kl/r)^2} \quad (\text{E2-2})$$

#### E3. FLEXURAL-TORSIONAL BUCKLING

Singly symmetric and unsymmetric columns, such as angles or tee-shaped columns, and doubly symmetric columns such as cruciform or built-up columns with very thin walls, may require consideration of flexural-torsional and torsional buckling.

# ANEXO III

API 650  
"CAPITULO 3"

$F_b$  = allowable compressive bending stress that would be permitted if the bending moment alone existed.

, and , = axis of bending about which the stress applies.

### 3.10.3 ALLOWABLE STRESSES

#### 3.10.3.1 General

All parts of the structure shall be proportioned so that the sum of the maximum static stresses shall not exceed the limits specified in 3.10.3.2 through 3.10.3.5.

#### 3.10.3.2 Tension

The maximum allowable tension shall not exceed the following limits:

- For rolled steel on net section, 20,000 pounds per square inch.
- For complete-penetration groove welds on thinner plate area, 18,000 pounds per square inch.

#### 3.10.3.3 Compression

The maximum allowable compression shall not exceed the following limits:

- For rolled steel where lateral deflection is prevented, 20,000 pounds per square inch.
- For complete-penetration groove welds on thinner plate area, 20,000 pounds per square inch.
- For columns on cross-sectional area when  $L/r \leq 120$  (see Note 1),

$$C_{ma} = \left[ 1 - \frac{(L/r)^2}{34,700} \right] \left( \frac{33,000Y}{FS} \right)$$

when  $120 < L/r \leq 131.7$  (see Note 2),

$$C_{ma} = \frac{\left[ 1 - \frac{(L/r)^2}{34,700} \right] \left( \frac{33,000Y}{FS} \right)}{1.6 - (L/200r)}$$

when  $L/r > 131.7$  (see Note 2),

$$C_{ma} = \frac{149,000,000Y}{(L/r)^2 [1.6 - (L/200r)]}$$

Where:

$C_{ma}$  = maximum allowable compression, in pounds per square inch.

$L$  = unbraced length of column, in inches.

$r$  = least radius of gyration of column, in inches.

$Y$  = 1.0 for structural or tubular sections that have  $t/R$  values greater than or equal to 0.015.

$$= \left[ \frac{200}{3} \left( \frac{t}{R} \right) \right] \left[ 2 - \frac{200}{3} \left( \frac{t}{R} \right) \right]$$

for tubular sections that have  $t/R$  values less than 0.015.

$t$  = thickness of the tubular section, in inches, less any specified corrosion allowance. (The minimum thickness, including any corrosion allowance on the exposed side or sides, shall not be less than  $\frac{1}{4}$  inch for main compression members or  $\frac{1}{8}$  inch for bracing or other secondary members.)

$R$  = outside radius of the tubular section, in inches.

$FS$  = safety factor

$$= \frac{5}{3} + \frac{L/r}{350} - \frac{(L/r)^3}{18,300,000}$$

For main compression members,  $L/r$  shall not exceed 180. For bracing and other secondary members,  $L/r$  shall not exceed 200.

Note 1: The allowable stresses, not including  $Y$ , are tabulated in Table 1-33 of AISC S310-311, *Specifications for the Design, Fabrication, and Erection of Structural Steel for Buildings* (1969), under the column "Main and Secondary Members."

Note 2: The allowable stresses, not including  $Y$ , are tabulated in Table 1-33 of AISC S310-311 under the column "Secondary Members."

#### 3.10.3.4 Bending

The maximum allowable bending stress shall not exceed the following limits:

- For tension and compression on extreme fibers of rolled shapes and built-up members with an axis of symmetry in the plane of loading where the laterally unsupported length of compression flange is no greater than 13 times the width, the compression-flange width-thickness ratio does not exceed 17, and the web depth-thickness ratio does not exceed 70—22,000 pounds per square inch.
- For tension and compression on extreme fibers of unsymmetrical members where the members are supported laterally at intervals no greater than 13 times the compression-flange width—20,000 pounds per square inch.
- For tension on extreme fibers of other rolled shapes, built-up members, and plate girders—20,000 pounds per square inch.
- For compression on extreme fibers of other rolled shapes, plate girders, and built-up members with an axis of symmetry in the plane of loading—the larger value calculated from the following expressions, in pounds per square inch:

$$20,000 - 0.571(l/r)^2$$

$$\frac{12,000,000}{(ld)/A_t} \leq 20,000$$

Where:

- $l$  = unbraced length of compression flange.
- $r$  = radius of gyration of the section about an axis in the plane of loading.
- $d$  = depth of section.
- $A_f$  = area of the compression flange.

e. For compression on extreme fibers of other unsymmetrical sections, the value calculated from the following expression, in pounds per square inch:

$$\frac{12,000,000}{(ld)/A_f} \leq 20,000$$

### 3.10.3.5 Shearing

The maximum allowable shearing stress shall not exceed the following limits:

a. For fillet, plug, slot, and partial-penetration groove welds of throat area, 13,600 pounds per square inch.

Note: The allowable stresses for welds are based on E60 electrodes. For designs using Group IV, IVA, V, or VI shell material where the welding of the shell (including the connections) is qualified for the minimum strength of the base material, the allowable stresses for the welds shall be proportionally increased. For 70-75-kips-per-square-inch material and E70XX electrodes, the increase shall be 70/60. For 80-85-kips-per-square-inch material and E80XX electrodes, the increase shall be 80/60.

b. On the gross area of the web of beams and girders where the clear distance between web flanges is not more than 60 times the thickness of the web or when the web is adequately stiffened, 13,000 pounds per square inch.

c. On the gross area of the web of beams and girders where the web is not stiffened and where the clear distance between web flanges is more than 60 times the thickness of the web, the greatest average shear,  $V/A$ , shall be calculated in pounds per square inch from the following:

$$V/A \leq \frac{19,500}{1 + [h^2/(7200r^2)]}$$

Where:

- $V$  = total shear, in pounds.
- $A$  = gross area of the web, in square inches.
- $h$  = clear distance between web flanges, in inches.
- $t$  = thickness of the web, in inches.

### 3.10.4 SUPPORTED CONE ROOFS

3.10.4.1 Roof plates shall be welded on the top side with continuous full-fillet welds on all seams. The size of the roof-to-top angle weld shall be  $\frac{3}{8}$  inch or smaller if specified on the purchase order.

3.10.4.2 The slope of the roof shall be  $\frac{1}{4}$  inch in 12 inches or greater if specified by the purchaser. If the rafters are set directly on chord girders, producing slightly varying rafter slopes, the slope of the flattest rafter shall conform to the specified or ordered roof slope.

3.10.4.3 Main supporting members, including those supporting the rafters, may be rolled or fabricated sections or trusses. Although these members may be in contact with the roof plates, the compression flange of a member or the top chord of a truss shall be considered as receiving no lateral support from the roof plates and shall be laterally braced, if necessary, by other acceptable methods. The allowable stresses in these members shall be governed by 3.10.3.

3.10.4.4 Structural members serving as rafters may be rolled or fabricated sections but in all cases shall conform to the rules of 3.10.2, 3.10.3, and 3.10.4. Rafters in direct contact with the roof plates applying the loading to the rafters may be considered as receiving adequate lateral support from the friction between the roof plates and the compression flanges of the rafters, with the following exceptions:

- a. Trusses and open-web joints used as rafters.
- b. Rafters with a nominal depth greater than 15 inches.
- c. Rafters with a slope greater than 2 inches in 12 inches.

3.10.4.5 Rafters shall be spaced so that in the outer ring, their centers are not more than  $2\pi$  feet (6.28 feet) apart measured along the circumference of the tank. Spacing on inner rings shall not be greater than  $5\frac{1}{2}$  feet. When specified by the purchaser for tanks located in areas subject to earthquakes,  $\frac{1}{2}$ -inch diameter tie rods (or their equivalent) shall be placed between the rafters in the outer rings. These tie rods may be omitted if I- or H-sections are used as rafters.

3.10.4.6 Roof columns shall be made from structural shapes, or steel pipe may be used subject to the approval of the purchaser. When pipe is used, it must be sealed, or provisions for draining and venting must be made at the purchaser's option.

3.10.4.7 Rafter clips for the outer row of rafters shall be welded to the tank shell. Column-base clip guides shall be welded to the tank bottom to prevent lateral movement of column bases. All other structural attachments shall be bolted, riveted, or welded.

### 3.10.5 SELF-SUPPORTING CONE ROOFS

Note: Self-supporting roofs whose roof plates are stiffened by sections welded to the plates need not conform to the minimum thickness requirements, but the thickness of the roof plates shall not be less than  $\frac{3}{8}$  inch when so designed by the manufacturer, subject to the approval of the purchaser.

3.10.5.1 Self-supporting cone roofs shall conform to the following requirements:



# ANEXO IV

"ESBELTEZ DE COLUMNA"



## 9. LECCIÓN 9: ESFUERZOS EN COLUMNAS

**Definición 11:** Una columna es un miembro relativamente largo cargado a compresión. Una columna alta esbelta falla por pandeo, nombre común que recibe la inestabilidad elástica de las columnas. En lugar de aplastar o desmembrar el material, la columna se flexiona de manera drástica a una carga crítica y luego se desploma repentinamente.

La razón de esbeltez (SR), se calcula como:

$$SR = K L / r \text{ (86)}$$

$$SR = Le / r \text{ (87)}$$

Donde,

L: es la longitud real de la columna.

K: es el factor de fijación de los extremos.

Le: es la longitud efectiva de la columna.

r: Es el radio de giro mínimo de la sección transversal de la columna.

La longitud efectiva (Le) se calcula como:

$$Le = K L \text{ (88)}$$

**Definición 12:** La longitud real (L) se define como la longitud de la columna entre sus extremos, o entre puntos de restricción intermedios.

El factor de fijación de los extremos (K), es un factor que mide el grado de limitación contra rotación de cada extremo. **MOTT, 1999**, sugiere los valores mostrados en el cuadro 16:

**Cuadro 16: Factor de fijación de los extremos (K).**

CONDICIÓN	Ambos extremos articulados	Ambos extremos fijos	Un extremo fijo y otro libre	Un extremo fijo y otro articulado
Valor teórico	1.00	0.50	2.00	0.70
Valor práctico	1.00	0.65	2.10	0.80

El radio de giro (r), es la medida de esbeltez de la sección transversal de la columna, y se calcula como:

$$r = \sqrt{I / A} \text{ (89)}$$

donde,

I: es el momento de inercia de la sección transversal de la columna.

A: es el área de la sección transversal de la columna.

Para determinar si una columna se comporta como columna larga o como columna corta, se utiliza un parámetro denominado razón de esbeltez de transición (Cc), el cual se calcula como:

$$Cc = \sqrt{(2 \pi^2 E) / Sy} \text{ (90)}$$

- o Si  $SR > Cc$ , entonces, la columna es larga, y se utiliza la fórmula de Euler.
- o Si  $SR < Cc$ , entonces, la columna es corta, y se utiliza la fórmula de J.B. Johnson.

### 9.1.FÓRMULA DE EULER PARA COLUMNAS LARGAS

Se determina el valor de la carga crítica (Pcr) que genera la falla por pandeo:

$$P_{cr} = (\pi^2 E A) / (L_e / r)^2 \quad (91)$$

$$P_{cr} = (\pi^2 E I) / L_e^2 \quad (92)$$

### 9.2.FÓRMULA DE J.B. JOHNSON PARA COLUMNAS CORTAS

Se determina el valor de la carga crítica (Pcr) que genera la falla por pandeo:

$$P_{cr} = A S_y [1 - (S_y (L_e / r)^2 / (4 \pi^2 E))] \quad (93)$$

### 9.3. CARGA PERMISIBLE SOBRE COLUMNAS

La carga permisible (Pd) sobre una columna, se calcula como:

$$P_d = P_{cr} / N \quad (94)$$

Donde, N es el factor de seguridad. La AISC y la AA , sugieren como factor de seguridad para columnas en la construcción de edificios, en acero y aluminio, valores de 1.92 y 1.95, respectivamente. Para otros casos, se sugiere un valor de 3.00.



Evaluación



Evaluación



Copyright 2004 © Universidad Nacional de Colombia. Todos los derechos reservados.

# ANEXO V

"SELLOS DE TANQUES DE SELLOS"

## SELLOS DE TANQUES

### Características básicas del sello

1. El espacio anular debe ser sellado por un elemento flexible entre la pared del cilindro y techo.
2. Debe ser confeccionado de un material resistente al producto almacenado y el medio ambiente.
3. Poseer una adecuada junta de expansión.

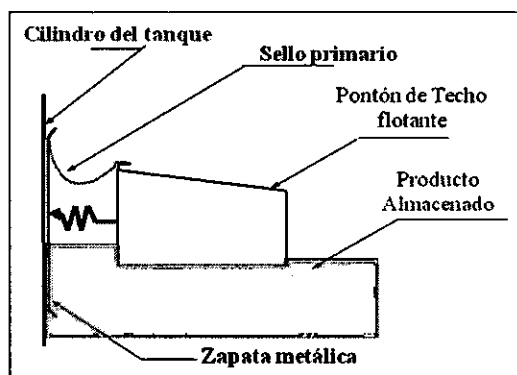
### Tipos de sellos

#### 1. Sello primario

##### Zapata Mecánica (Metálico)

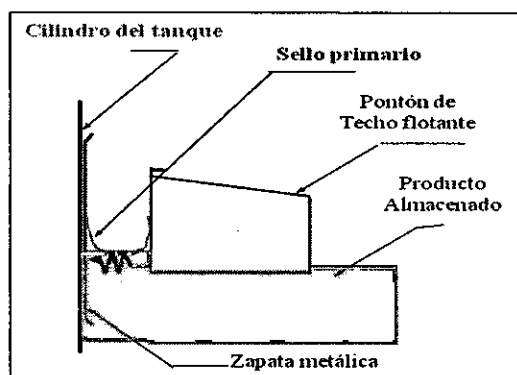
##### Montado en espacios con vapor

- Las zapatas cubren gran área de contacto con la pared del cilindro y permiten dilatación cuando existe deformación en el cilindro.
- Adecuados para usar en tanques de juntas remachadas
- Diseñado para trabajar en espacio anular de 8" con una tolerancia de  $\pm 5"$ .



##### Montado en espacios sin vapor, sobre el líquido

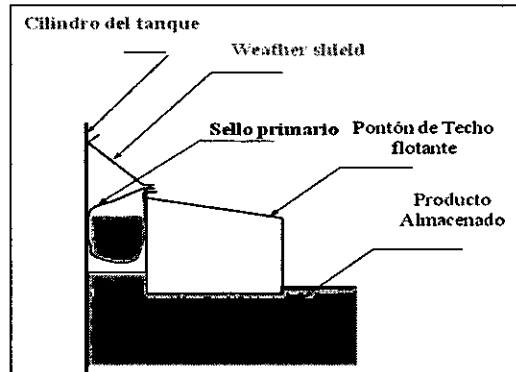
- Similar al sello anterior.
- Menos espacio de vapor, por consiguiente menos pérdida por evaporación.
- El sello primario deberá ser resistente al producto.



### **Tipo Bolsa (No Metálico)**

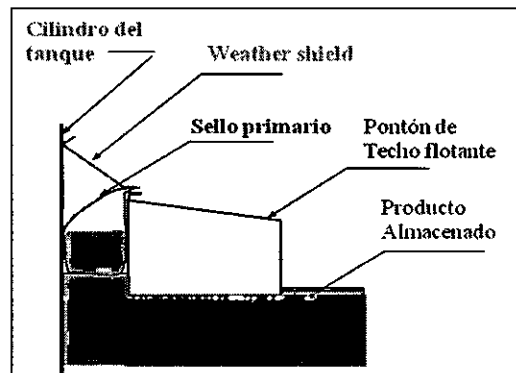
#### **Montado en espacios de vapor**

- Material elastomérico relleno con líquido, espuma o gas.
- Tiene gran flexibilidad para amoldarse al cilindro.
- Puede acomodarse en un espacio anular con una variación de  $\pm 4"$ .
- Cuando el espacio anular es más de 8", se requieren diseños especiales.
- Adecuados para tanques pintados interiormente.
- No es adecuados para juntas remachadas.



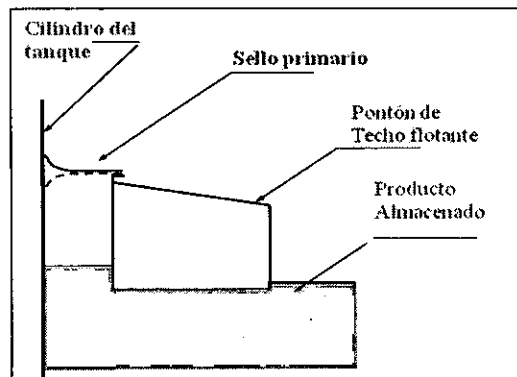
#### **Montado en espacios sin vapor, sobre el líquido**

- Similar al sello indicado anteriormente.
- Tiene menos espacio de vapor, por consiguiente reduce la pérdida por evaporación.
- El tiempo de vida puede acortarse por estar en contacto con el líquido almacenado.



### **Tipo Flexible (Wiper)**

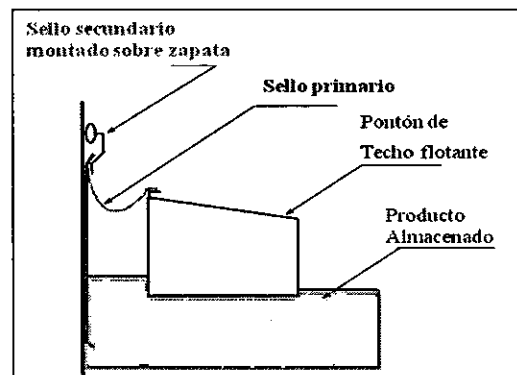
- Sello de diseño reciente.
- Usa una hoja elastomérica que hace contacto con la pared del cilindro.
- Elemento muy flexible que cubre el espacio anular.
- Espacios anulares mayores de 8" requieren diseños especiales.
- Debido a su característica contribuye a mayor pérdida que los otros tipos de sello conocidos.



## 2. Sello secundario

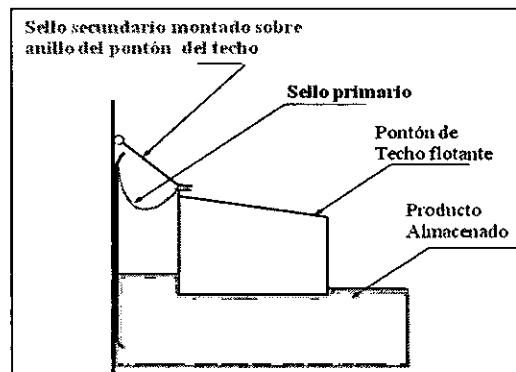
### Instalado sobre la Zapata (Shoe – Mounted)

- Instalado sobre la zapata.
- Evita pérdida por la zapata, mas no de presentarse fugas por la cubierta del sello primario.



### Instalado sobre el anillo del techo (Rim Mounted)

- Montado sobre el anillo del techo flotante.
- Evita pérdida por la zapata y sello primario.
- Menor pérdida por evaporación que el sello montado en zapata.
- Fabricados de materiales elastoméricos, reforzado con material metálico.



## **Conclusiones**

- El uso de techos flotantes y sus respectivos sellos permiten reducir la pérdida por evaporación y por consiguiente la reducción de la contaminación del medio ambiente.
- El tipo de sello a usar depende de las condiciones del producto almacenado y tipo de juntas del cilindro.
- Los sellos tipo bolsa originan menor pérdida por evaporación que los sellos tipo zapata mecánica, aproximadamente en un 25%.
- Los tanques pintados de color blanco, en comparación con el color negro, reducen la pérdida por evaporación en un 13%.
- El uso de sello secundario, en cualquier tipo de sello primario, reduce la pérdida por evaporación en un 50%.



## ANEXO VI

### TABLA "FACTOR DE PÉRDIDA POR EVAPORACIÓN"

Table 4—Rim-Seal Loss Factors,  $K_{rs}$ ,  $K_{rb}$ , and  $n$ ; and Rim-Seal Loss Factors,  $K_r$ , at Selected Average Ambient Wind Speeds

Tank Construction and Rim-Seal System	Average-Fitting Seals							Tight-Fitting Seals						
	Zero-Wind Speed Loss Factor	Wind-Dependent Loss Factor	Wind-Dependent Loss Exponent	Rim-Seal Loss Factor $K_r$ (lb-mole/ft-yr)				Zero-Wind Speed Loss Factor	Wind-Dependent Loss Factor	Wind-Dependent Loss Exponent	Rim-Seal Loss Factor $K_r$ (lb-mole/ft-yr)			
	$K_{rs}$	$K_{rb}$	$n$	0	5	10	15	$K_{rs}$	$K_{rb}$	$n$	0	5	10	15
	(lb-moles/ft-yr)	[lb-moles/(mi/hr) <sup>n</sup> ft-yr]	(dimensionless)	(mph)	(mph)	(mph)	(mph)	(lb-moles/ft-yr)	[lb-moles/(mi/hr) <sup>n</sup> ft-yr]	(dimensionless)	(mph)	(mph)	(mph)	(mph)
<b>Welded Tanks</b>														
<b>Mechanical-shoe seal</b>														
Primary only	5.8 <sup>b,c</sup>	0.3 <sup>c</sup>	2.1 <sup>c</sup>	5.8	15	44	94	1.5	0.4	1.9	1.5	10	33	70
Shoe-mounted secondary	1.6	0.3	1.6	1.6	5.5	14	24	1.0	0.4	1.5	1.0	5.5	14	24
Rim-mounted secondary	0.6	0.4	1.0	0.6	2.6	4.6	6.6	0.4	0.4	1.0	0.4	2.4	4.4	6.4
<b>Liquid-mounted seal</b>														
Primary only	1.6	0.3	1.5	1.6	5.0	11	19	1.0	0.08	1.8	1.0	2.4	6.0	11
Weather shield	0.7	0.3	1.2	0.7	2.8	5.5	8.4	0.4	0.2	1.3	0.4	2.0	4.4	7.2
Rim-mounted secondary	0.3	0.6	0.3	0.3	1.3	1.5	1.7	0.3	0.4	0.4	0.2	1.0	1.2	1.4
<b>Vapor-mounted seal</b>														
Primary only	6.7 <sup>d</sup>	0.2	3.0	6.7	32	210	680	5.6	0.2	2.4	5.6	15	56	139
Weather shield	3.3	0.1	3.0	3.3	16	100	340	2.8	0.1	2.3	2.8	6.9	23	54
Rim-mounted secondary	2.2	0.003	4.3	2.2	5.2	62	340	2.2	0.02	2.6	2.2	3.5	10	25
<b>Riveted Tanks</b>														
<b>Mechanical-shoe seal</b>														
Primary only	10.8	0.4	2.0	11	21	51	100	e	e	e				
Shoe-mounted secondary	9.2	0.2	1.9	9.2	14	25	44	e	e	e				
Rim-mounted secondary	1.1	0.3	1.5	1.1	4.5	11	19	e	e	e				

Note: The rim-seal loss factors,  $K_{rs}$ ,  $K_{rb}$ , and  $n$ , may only be used for ambient wind speeds from 0 to 15 miles per hour.

Criteria for seal tightness are defined in 5.2.1.

When no specific information is available, a welded tank with an average-fitting mechanical-shoe primary seal only can be assumed to represent the most common or typical construction and rim-seal system in use on (CFRT).

When no specific information is available, a welded tank with an average-fitting mechanical-shoe primary seal only can be assumed to represent the most common or typical construction and rim-seal system in use on (EFRT).

When no specific information is available, a welded tank with an average-fitting vapor-mounted primary seal only can be assumed to represent the most common or typical construction and rim-seal system in use on (IFRT).

No evaporative-loss information is available for riveted tanks with consistently tight-fitting rim-seal systems.

Table 6—Deck-Fitting Loss Factors,  $K_{fb}$ ,  $K_{fb}$ , and  $m$ , Typical Number of Deck Fittings,  $N_f$ ; and Deck-Fitting Loss Factors,  $K_f$ , at Selected Average Ambient Wind Speeds

6A—Other than spoke deck fittings	Zero-Wind Speed Loss Factor	Wind-Dependent Loss Factor	Wind-Dependent Loss Exponent	Typical Number and Construction of Deck Fittings	Deck-Fitting Loss Factor $K_f$ (lb-moles/yr)			
	$K_{fb}$ (lb-moles/yr)	$K_{fb}$ (lb-moles/(mph) <sup>2</sup> ·yr)	$m$ (dimensionless)	$N_f$ (dimensionless)	0 (mph)	5 (mph)	10 (mph)	15 (mph)
Deck hatches				$N_{fb} = 1$				
Unbolted cover, ungasketed	36 <sup>a</sup>	5.9	1.2	typical for EFRTs	36	63	97	140
Unbolted cover, gasketed	31	5.2	1.3		31	58	96	140
Bolted cover, gasketed <sup>b</sup>	1.6	0.0	0.0	typical for EFRTs/CFRTs	1.6	1.6	1.6	1.6
Deck-roof support columns				$N_{fc}$ from Table 7 <sup>c</sup>				
Round pipe, ungasketed sliding cover	31				31			
Round pipe, gasketed sliding cover	25				4			
Round pipe, flexible fabric sleeve seal	10				1			
Uilt-up column, ungasketed sliding cover	47 <sup>a</sup>			typical for EFRTs	47			
Uilt-up column, gasketed sliding cover	33				13			
Deck floats (automatic gauge)				$N_{fg} = 1$				
Unbolted cover, ungasketed <sup>b</sup>	14 <sup>a</sup>	5.4	1.1	typical for all	14	35	60	86
Unbolted cover, gasketed	4.3	17	0.38		4.3	32	40	46
Bolted cover, gasketed	2.8	0.0	0.0		2.8	2.8	2.8	2.8
Deck hatch/sample ports				$N_{fp} = 1$				
Weighted mechanical actuation, ungasketed	2.3	0.0	0.0		2.3	2.3	2.3	2.3
Weighted mechanical actuation, gasketed <sup>b</sup>	0.47	0.02	0.97	typical for EFRTs/CFRTs				
Uilt fabric seal (10% open area) <sup>b</sup>	12 <sup>a</sup>	d	d	typical for IFRTs	12			
Deck drum breakers				$N_{fb} = 1$ from Table 8 <sup>c</sup>				
Weighted mechanical actuation, ungasketed	7.8	0.01	4.0		7.8	9.3	32	130
Weighted mechanical actuation, gasketed <sup>b</sup>	6.2 <sup>a</sup>	1.2	0.94	typical for all	6.2	10	14	17
Deck drains (opening which drains directly into the product)				$N_{fd} = 1$ from Table 8 <sup>d</sup>				
3-4-inch diameter, open	1.5	0.21	1.7		1.5	3.3	7.2	13
3-4-inch diameter (10% open area) <sup>b</sup>	1.8	0.14	1.1	typical for EFRTs/CFRTs	1.8	2.4	3.0	3.7
1-inch diameter	1.2 <sup>a</sup>	d	d	typical for IFRTs	1.2			
Deck legs				$N_{fl} = 1$ from Table 9 <sup>e</sup>				
Adjustable (API Standard 650, Appendix H type)	7.9	d	d	typical for IFRTs	7.9			
Adjustable (API Standard 650, Appendix C type, double deck roofs and center area of pontoon roofs)								
Ungasketed, no sock <sup>b</sup>	0.82	0.53	0.14	typical for EFRTs/CFRTs	0.8	1.5	1.5	1.6
Gasketed, no sock	0.53	0.11	0.13		0.5	0.7	0.7	0.7
With sock, no gasket	0.49	0.16	0.14		0.5	0.7	0.7	0.7
Adjustable (API Standard 650, Appendix C type, pontoon area of pontoon roofs)								
Ungasketed, no sock <sup>b</sup>	2.0	0.37	0.91	typical for EFRTs/CFRTs	2	3.2	4.2	5.1
Gasketed, no sock	1.3	0.08	0.65		1.3	1.5	1.6	1.7
With sock, no gasket	1.2	0.14	0.65		1.2	1.5	1.7	1.8
Fixed	0.0	0.0	0.0		0	0	0	0
Deck vents				$N_{fv} = 1^b$				
Weighted mechanical actuation, ungasketed	0.68	1.8	1.0		0.7	7.0	13	20
Weighted mechanical actuation, gasketed <sup>b</sup>	0.71	0.10	1.0	typical for EFRTs/CFRTs	0.7	1.1	1.4	1.8
Deckadders				$N_a = 0^f$				
Sliding cover, ungasketed	76 <sup>a</sup>	d	d	typical for IFRTs	76			
Sliding cover, gasketed	56	d	d	56				

# APÉNDICE

## PLANOS

DIBUJO No TAN – 6000 – 01	Ensamblaje General de Pontones y Detalles
DIBUJO No TAN – 6000 – 02	Detalle de Techo Flotante
DIBUJO No TAN – 6000 – 03	Manhole de 20" Ø, 24" Ø
DIBUJO No TAN – 6000 – 04	Tubo de Medición Guía
DIBUJO No TAN – 6000 – 05	Sistema Contraincendio
DIBUJO No TAN – 6000 – 06	Isométrico de instalaciones de Instrumentos
DIBUJO No TAN – 6000 – 07	Diseño, Instalación y Detalles de Stilling Well
DIBUJO No TAN – 6000 – 08	Detalle de Conexiones para Instalación de Switches
DIBUJO No TAN – 6000 – 09	Detalle de Sello Primario y Sello Secundario